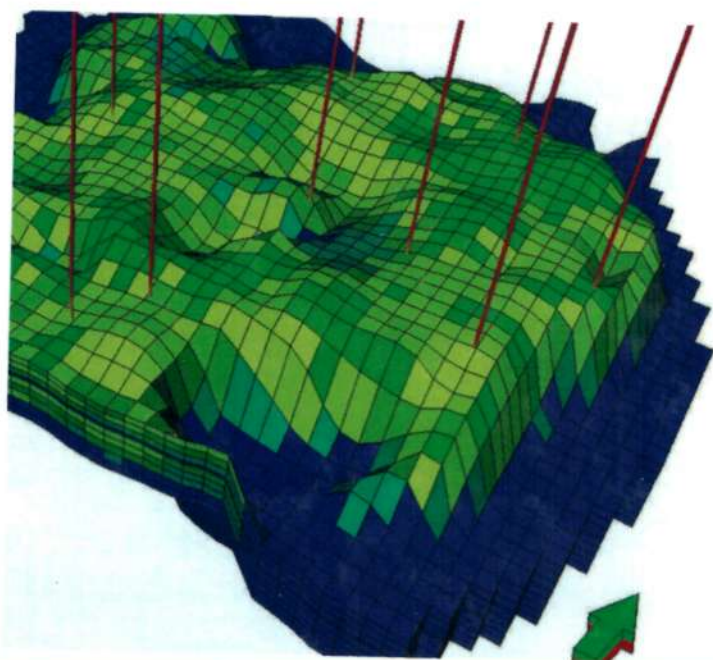


Б22.323

А 05

Тарек Ахмед, Пол Д.МакКинли

РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Т. Ахмед

Пол Д. МакКинни

РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Перевод с английского

ООО «Эники»

Под редакцией Тимашева А. Н.

Москва

ООО «Премиум Инжиниринг»

2010



УДК 622.32:658.5

ББК 65.304.13

А 95

Это издание опубликовано по соглашению с Elsevier INC и Technopress Ltd.

А 95 Ахмед Т., МакКинни Пол Д.

Разработка перспективных месторождений / Перевод с английского. — М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2010. — 550 с., ил. - (Промышленный инжиниринг).

Издание содержит описание физических основ разработки месторождений с использованием простейших математических выкладок. Рассматривается теория и практика испытания скважин, различные модели притока воды, основные принципы и механизмы нефтедобычи.

Предназначено для персонала нефтегазовых компаний, преподавателей и студентов вузов.

ISBN 978-5-903363-11-7

УДК 622.32:658.5

ББК 65.304.13

This edition of *Advanced Reservoir Engineering* Tarek Ahmed, Ph.D., P.E.; Paul McKinney is published by arrangement with Elsevier INC of 200 Wheeler Road, 6th Floor, Burlington, MA Ltd.

Все права защищены. Никакая часть данной книги не может быть воспроизведена в какой бы то ни было форме без письменного разрешения владельцев авторских прав.

ISBN 978-0-750677-33-2 (англ.)

ISBN 978-5-903363-11-7

Copyright © Elsevier INC, 2005. All rights reserved

© Technopress Ltd, 2010

© ООО «Премиум Инжиниринг», 2010

Книга посвящается нашим прекрасным и мудрым женам Шанне Ахмед (Shanna Ahmed) и Терезе МакКинни (Teresa McKinney), без помощи которых книга увидела бы свет на целый год позже, и нашим чудесным детям (их у нас ДЕВЯТЬ, вот так!): Дженифер (16-летний чертенок), Джастин, Бриттани и Карсен Ахмед, а также Эллисон, Софи, Гарретсон, Ноа и Изабель МакКинни.

Предисловие

Основная цель настоящей книги заключается в изложении физических основ разработки месторождений с использованием простейших и наиболее кратких математических выкладок. Только полностью поняв физические основы разработки месторождений, инженер может рассчитывать практическое решение возникающих при проектировании сложных проблем. Книга построена таким образом, что ее можно использовать как учебник для студентов и аспирантов и как справочник для инженеров-разработчиков.

В главе 1 описывается теория и практика испытания скважин и анализа пластового давления, то есть, по всей видимости, наиболее важные вопросы разработки месторождений.

В главе 2 обсуждаются различные модели

притока воды, а также подробно описываются этапы вычислений, включенные в эти модели. В главе 3 представлен математический аппарат для описания разработки нетрадиционных газовых залежей, включая залежи с аномально высоким давлением метана из угольных пластов, газа из плотных пород, газогидратных и мелкозалегающих залежей. В главе 4 содержатся основные принципы механизма извлечения нефти и различные формы уравнений материального баланса. В главе 5 освещаются вопросы практического применения уравнений материального баланса при прогнозировании отдачи нефтенасыщенных пластов при различных механизмах вытеснения. В главе 6 рассматриваются экономические показатели разработки месторождений.

Тарек Ахмед и Пол Д. МакКинни

Об авторах

Доктор Тарек Ахмед (Tarek Ahmed), дипломированный инженер, старший консультант корпорации Anadarko Petroleum Corporation. До прихода в компанию Anadarko в 2002 г. д-р Ахмед работал заведующим кафедрой технологии нефтегазодобычи на технологическом факультете университета Монтаны в звании профессора. После ухода с преподавательской работы д-ру Ахмеду было присвоено звание почетного профессора по технологии нефтегазодобычи технологического факультета университета Монтаны. Он защитил докторскую диссертацию в университете Оклахомы, диплом магистра в университете Миссури-Ролла, а диплом бакалавра — на факультете нефти (Египет) — все по технологии нефтегазодобычи. Д-р Ахмед является автором 29 научно-технических статей и двух учебников: Hydrocarbon Phase Behavior (Фазовое поведение углеводородов, Gulf Publishing Company, 1989 г.) и Reservoir Engineering Handbook (Учебник по разработке месторождений, Gulf Professional Publishing, 1-е издание 2000 г. и 2-е издание 2002 г.). Он вел ряд отраслевых курсов повышения квалификации и консультировал во многих странах, включая Индонезию, Алжир, Малайзию, Бразилию, Аргентину и Кувейт. Д-р Ахмед является активным членом Общества инженеров-нефтяников (SPE, США) и работает в комитете SPE по природному газу и в комиссии

ABET (Accreditation Board for Engineering and Technology — Аккредитационная комиссия по технике и технологиям).

Пол МакКинни занимает должность вице-президента по технологии разработки месторождений корпорации Anadarko Canada Corporation (которая является 100-процентным дочерним предприятием корпорации Anadarko Petroleum Corporation) и руководит исследованиями в области технологии разработки месторождений, а также занимается экономическими экспертизами, связанными с разведкой и разработкой, автоматизацией, управлением (A&D) и планированием. МакКинни работает в компании с 1983 года, где занимал ряд исполнительских и управленческих должностей, постепенно повышая уровень своей ответственности. Он получил степень бакалавра по технологии нефтегазодобычи в технологическом университете Луизианы и является соавтором работы SPE 75708 Applied Reservoir Characterization for Maximizing Reserve Growth and Profitability in Tight Gas Sands: A Paradigm Shift in Development Strategies for Low-Permeability Reservoirs (Прикладное комплексное изучение залежей для достижения максимального прироста запасов и рентабельности в плотных газоносных песчаниках: смена парадигмы в стратегиях разработки залежей с малой проницаемостью).

Благодарности

Поскольку любая публикация отражает авторское понимание предмета, в данном учебнике представлены наши знания в области разработки месторождений. Эти знания были получены в результате многолетней преподавательской деятельности, практической работы, учебы, самообразования и, самое важное, дискуссий с нашими коллегами, теоретиками и практиками. Мы рассчитываем, что учебник расширит ваши знания о разработке месторождений. Большая часть материала, приведенного в книге, основана на публикациях Общества инженеров-нефтяников (США). Следует отдать дань уважения преподавателям, инженерам и авторам, внесшим значительный вклад в развитие технологий разработки месторождений.

Мы благодарим корпорацию Anadarko Petroleum Corporation за любезно предоставленное разрешение на издательство книги и, в частности Боба Даниэльса (Bob Daniels), старшего вице-президента корпорации Anadarko Petroleum Corporation по разведке и добыче, а также Майка Бриджиса (Mike Bridges), президента корпорации Anadarko Petroleum Corporation.

Мы также благодарим Скотта Альбертсона (Scott Albertson), главного инженера корпорации Anadarko Canada Corporation, д-ра Кейта

Миллхейма (Keith Millheim), начальника отдела научно-технических разработок и планирования корпорации Anadarko Petroleum Corporation, Джея Рашина (Jay Rushing), технического консультанта корпорации Anadarko Petroleum Corporation, П. К. Панде (P. K. Pande), начальника отдела по исследованию пластов корпорации Anadarko Petroleum Corporation, д-ра Тома Блэсингейма (Tom Blasingame) из компании Texas A&M и Оуэна Томсона (Owen Thomson), начальника отдела планирования капиталовложений корпорации Anadarko Canada Corporation за оказанную помощь и консультации по техническим вопросам. Особую благодарность мы хотели бы выразить профессорам технологического факультета университета Монтаны д-ру Джилу Кади (Gil Cady) и д-ру Маргарет Зияй (Margaret Ziaj) за чрезвычайно ценные идеи, а также д-ру Уэнксиа Занг (Wenxia Zhang) за комментарии и предложения по главе 1.

Нам не удалось бы закончить эту книгу без Барбары Джинне Томас (Barbara Jeanne Thomas), которая многократно печатала и перепечатывала материалы. Мы чрезвычайно признательны ей за большую работу, проделанную с готовностью и энтузиазмом. Благодарим всех за большую проделанную работу!

Оглавление

- 1 Анализ гидродинамических исследований скважин 1/1**
 - 1.1. Основные характеристики пласта 1/2
 - 1.2. Уравнения фильтрации флюидов 1/6
 - 1.3. Гидродинамические исследования скважин 1/61
 - 1.4. Универсальные кривые 1/90
 - 1.5. Метод производных давления 1/102
 - 1.6. Испытания на интерференцию и гидропрослушивание 1/157
 - 1.7. Исследования нагнетательной скважины 1/180
 - 2 Приток воды 2/201**
 - 2.1. Классификация водоносных горизонтов 2/202
 - 2.2. Распознавание естественных водопритоков 2/204
 - 2.3. Модели водопритока 2/204
 - 3 Нетрадиционные газовые залежи 3/251**
 - 3.1. Технологические показатели вертикальных газовых скважин 3/252
 - 3.2. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин 3/268
 - 3.3. Уравнение материального баланса для традиционных и нетрадиционных газовых залежей 3/269
 - 3.4. Метан, содержащийся в угольных пластах (CBM) 3/291
 - 3.5. Газовые залежи с низкой проницаемостью (с низкопроницаемыми коллекторами) 3/313
 - 3.6. Газогидраты 3/363
 - 3.7. Мелкозалегающие газовые залежи 3/382
 - 4 Технологические показатели разработки нефтяных пластов 4/389**
 - 4.1. Механизмы первичной добычи нефти 4/390
 - 4.2. Уравнение материального баланса 4/399
 - 4.3. Обобщенное уравнение материального баланса 4/399
 - 4.4. Представление уравнения материального баланса в виде линейной функции 4/412
 - 4.5. Уравнение материального баланса в форме Трейси 4/433
 - 5 Прогнозирование технологических показателей разработки месторождений 5/439**
 - 5.1. Этап 1. Методы прогнозирования технологических показателей разработки залежей 5/440
 - 5.2. Этап 2. Технологические показатели эксплуатации нефтяных скважин 5/460
 - 5.3. Этап 3. Связь технологических показателей разработки залежи со временем 5/485
 - 6 Введение в экономику нефтяных месторождений 6/489**
 - 6.1. Понятие экономической эквивалентности и методы оценок 6/490
 - 6.2. Определения и классификация запасов 6/500
 - 6.3. Принципы бухгалтерского учета 6/504
- Список литературы 533**

1

Анализ гидродинамических исследований скважин

- 1.1. Основные характеристики пласта 2
- 1.2. Уравнения фильтрации флюидов 6
- 1.3. Гидродинамические исследования скважин 61
- 1.4. Универсальные кривые 90
- 1.5. Метод производных давления 102
- 1.6. Испытания на интерференцию и гидропрослушивание 157
- 1.7. Исследования нагнетательной скважины 180

1.1. Основные характеристики пласта

Фильтрация флюидов в пористых средах представляет собой очень сложное явление, которое не может быть описано в такой же явной форме, как течение флюидов в трубах или желобах. Можно относительно легко измерить диаметр и длину трубы, и рассчитать ее пропускную способность как функцию давления. Однако в пористых средах фильтрационное течение отличается тем, что здесь отсутствуют четко выраженные линии тока, с помощью которых можно было бы сделать соответствующие измерения.

Анализ течения жидкостей в пористых средах многие годы развивался в двух направлениях: экспериментальном и аналитическом. Физики, инженеры, гидрологи экспериментально исследовали поведение различных флюидов при их фильтрации в разнообразных моделях пористой среды, таких, например, как насыпки из песка или сплавленных стеклянных шариков. На основе анализа результатов этих исследований они попытались сформулировать закономерности, которые впоследствии можно было бы использовать для аналитического прогнозирования поведения аналогичных систем.

Основная цель этой главы заключается в представлении математических соотношений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов. Математические формулировки таких соотношений будут зависеть от различных характеристик пласта. К этим характеристикам, которые необходимо учитывать в первую очередь, относятся:

- типы пластовых флюидов;
- режимы фильтрации;
- геометрия пласта;
- количество флюидов, одновременно фильтрующихся в пласте.

1.1.1. Типы флюидов

Тип пластового флюида определяется, в первую очередь, коэффициентом изотермической сжимаемости. В общем случае пластовые флюиды подразделяются на следующие три группы:

- 1) несжимаемые флюиды;
- 2) слабосжимаемые флюиды;
- 3) сжимаемые флюиды.

Коэффициент изотермической сжимаемости C математически описывается двумя эквивалентными формулами:

При выражении через объем флюида:

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}, \quad [1.1.1]$$

При выражении через плотность флюида:

$$C = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}, \quad [1.1.2]$$

где:

- V — объем флюида;
- ρ — плотность флюида;
- p — давление, пси;
- C — коэффициент изотермической сжимаемости, пси⁻¹.

Несжимаемые флюиды

Несжимаемым называют флюид, объем или плотность которого не зависят от давления. То есть:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \text{ и } \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0.$$

В природе несжимаемых флюидов не существует. Однако в некоторых случаях они могут быть условно приняты несжимаемыми с целью упрощения вывода и окончательной формулировки многих уравнений фильтрации.

Слабосжимаемые флюиды

К слабосжимаемым относятся флюиды, характеризующиеся незначительными изменениями объема или плотности при изменении давления. Зная объем V_{ref} слабо сжимаемого флюида при начальном давлении p_{ref} , можно математически описать изменения объема этой жидкости как функцию давления p , проинтегрировав формулу 1.1.1:

$$-C \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{dV}{V},$$

$$e^{C(p_{ref}-p)} = \frac{V}{V_{ref}},$$

$$V = V_{ref} e^{C(p_{ref}-p)}, \quad [1.1.3]$$

где:

- p — давление, пси;
- V — объем флюида при давлении p , фут³;
- p_{ref} — начальное давление, пси;
- V_{ref} — объем флюида при начальном давлении p_{ref} , фут³.

Показательную функцию e^x можно разложить в следующий ряд:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!}. \quad [1.1.4]$$

Поскольку экспонента x (которая равна $C(p_{ref}-p)$) очень мала, представление функции e^x можно упростить, сократив формулу 1.1.4 до:

$$e^x = 1 + x \quad [1.1.5]$$

Объединив формулы 1.1.5 и 1.1.3, получим:

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]. \quad [1.1.6]$$

Выполнив аналогичные действия с формулой 1.1.2, получим:

$$\rho = \rho_{ref} [1 - c(p_{ref} - p)], \quad [1.1.7]$$

где:

- V — объем флюида при давлении p ;
- ρ — плотность флюида при давлении p ;
- V_{ref} — объем флюида при начальном давлении p_{ref} ;
- ρ_{ref} — плотность флюида при начальном давлении p_{ref} .

Следует отметить, что к категории слабо-сжимаемых флюидов относятся сырая нефть и пластовая вода.

Сжимаемые флюиды

Существуют также флюиды, характеризующиеся значительными изменениями объема при изменении давления. К сжимаемым флюидам относятся все газы. Отбрасывание членов ряда, выполненное при выводе формулы 1.1.5, для этой категории флюидов неприменимо. Поэтому в этом случае необходимо использовать полный ряд, представленный формулой 1.1.4.

Изотермическая сжимаемость любого сжимаемого флюида описывается следующим выражением:

$$c_t = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T. \quad [1.1.8]$$

На рис. 1.1 и 1.2 схематично показаны графики объема и плотности флюидов как функций давления для рассмотренных трех типов флюидов.

1.1.2. Режимы фильтрации

Для описания фильтрационного течения флюидов и распределения пластового давления как функции времени необходимо различать три основных режима фильтрации. К ним относятся:

- 1) стационарный;
- 2) нестационарный;
- 3) псевдостационарный;

Стационарная фильтрация

Режим фильтрации считается стационарным, если давление в каждой точке пласта остается неизменным, т. е. не меняется с течением времени. Математически это условие выражается следующим образом:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0. \quad [1.1.9]$$

Эта формула гласит, что скорость изменения давления p с течением времени t в любой точке i равно нулю. В пласте стационарное фильтрационное течение может иметь место только при условии равенства объема воды, поступающей в залежь из водоносного бассейна, объему добы-

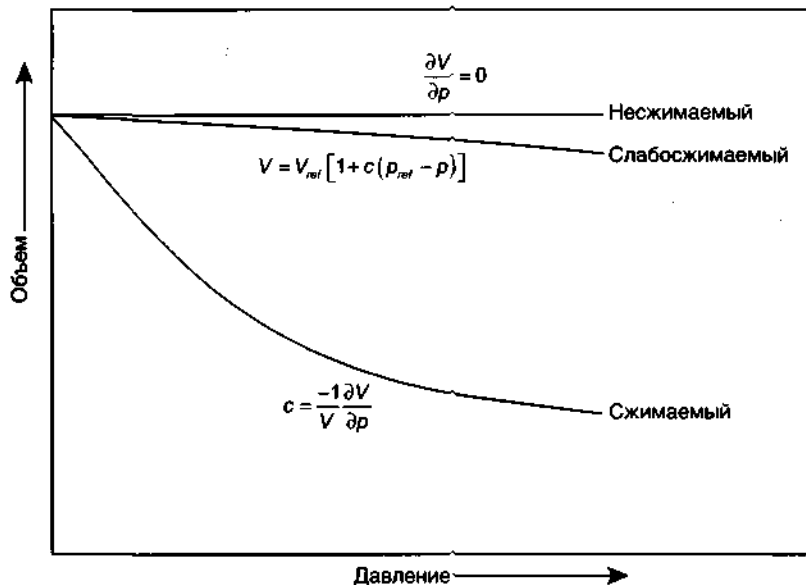


Рис 1.1. Зависимости объема флюидов различных типов от давления

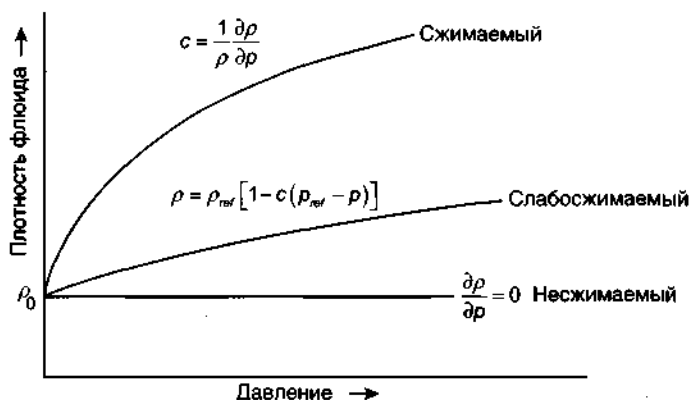


Рис. 1.2. Зависимость плотности флюидов различных типов от давления

ваемых флюидов или при осуществлении операций по поддержанию пластового давления.

Нестационарная фильтрация

Режим фильтрации является нестационарным (часто называемым также неустановившимся), если в любой точке пласта скорость изменения давления от времени не равна нулю и не постоянна. Это определение предполагает, что производная давления по времени является функцией пространственной координаты i и времени t , т. е.:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = f(i, t). \quad [1.1.10]$$

Псевдостационарная фильтрация

Если давление в любой точке пласта линейно снижается с течением времени, т. е. падает с постоянной скоростью, то в этом случае режим фильтрации описывается как псевдостационарный. С математической точки зрения это определение означает, что скорость изменения давления с течением времени в каждой точке пласта есть величина постоянная, т. е.:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = \text{постоянная величина}. \quad [1.1.11]$$

Следует отметить, что псевдостационарный режим часто называют полустационарным или квазистационарным.

На рис. 1.3 для сравнения схематично показаны графики изменения пластового давления с течением времени для каждого из трех рассмотренных режимов фильтрации.

1.1.3. Геометрия пласта

Форма пласта существенно влияет на течение флюидов. Большинство пластов имеет границы

неправильной формы, точное математическое описание геометрии которых зачастую возможно только с использованием программ численного (компьютерного) гидродинамического моделирования. Однако для большинства инженерных задач фактическая геометрия фильтрационного течения может быть представлена одним из следующих вариантов:

- плоскорадиальным течением;
- плоскопараллельным течением;
- сферическим и полусферическим течением.

Плоскорадиальное фильтрационное течение

При отсутствии значительных неоднородностей пласта фильтрационный поток на значительном расстоянии от ствола скважины будет изображаться радиальными линиями тока, направленными к стволу скважины или от него. Поскольку флюиды движутся со всех сторон в направлении скважины и сходятся у ее ствола, термин «плоскорадиальное фильтрационное течение» используется для описания фильтрации флюида, притекающего к стволу скважины. На рис. 1.4 показаны идеализированные линии тока для случая плоскорадиальной фильтрации.

Плоскопараллельное фильтрационное течение

Плоскопараллельным называется фильтрационное течение, при котором линии тока параллельны друг другу и флюид движется в одном направлении. При этом площадь поперечного сечения фильтрационного потока должна быть постоянной. На рис. 1.5 показаны идеализированные линии тока для случая плоскопараллельной фильтрации. Обычно формулы плоскопараллельной фильтрации применяются для расчета притока флюидов к вертикальным трещинам, образовавшимся в результате гидравлического разрыва пласта (рис. 1.6).

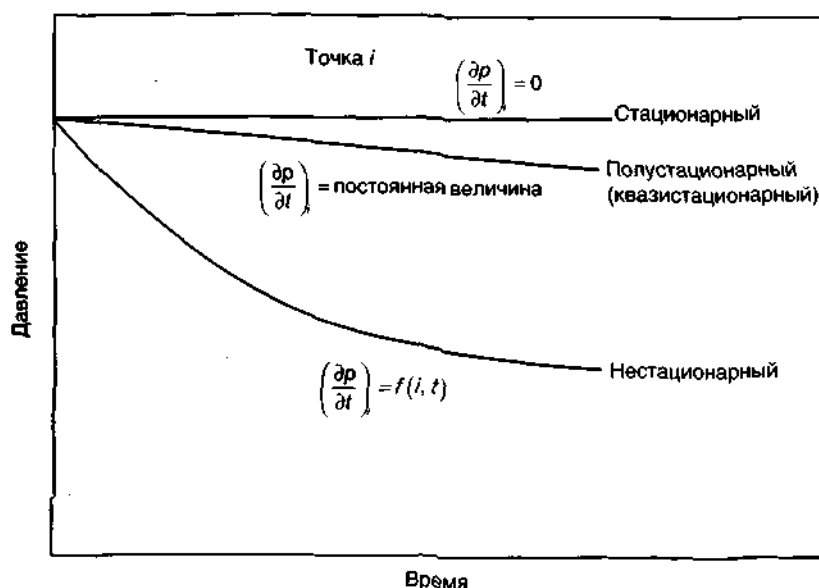


Рис. 1.3. Режимы фильтрации

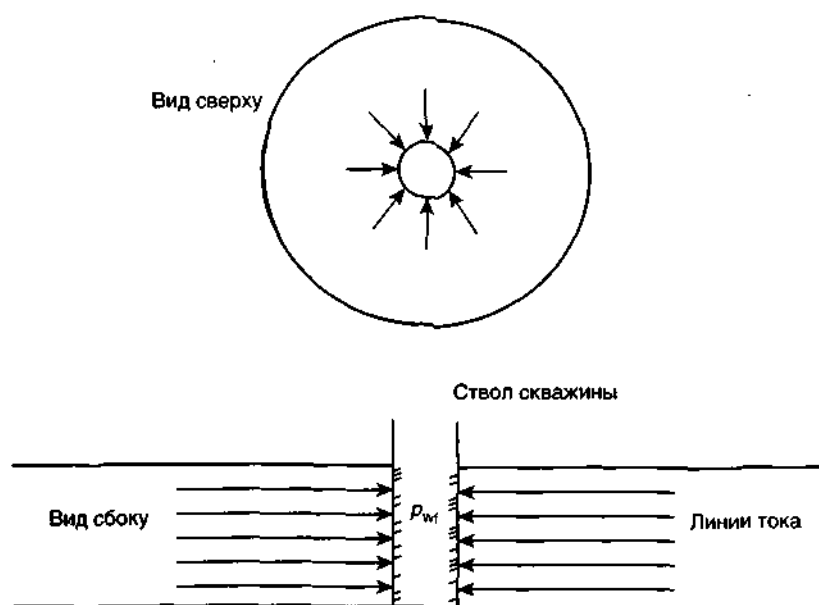


Рис. 1.4. Идеализированный плоскорадиальный приток флюидов к стволу скважины

Сферическое и полусферическое фильтрационные течения

В зависимости от типа конфигурации заканчивания скважины, вблизи ее ствола может

возникнуть сферическое или полусферическое течение. Перфорация скважины в ограниченном интервале может привести к формированию сферического потока вблизи отверстий

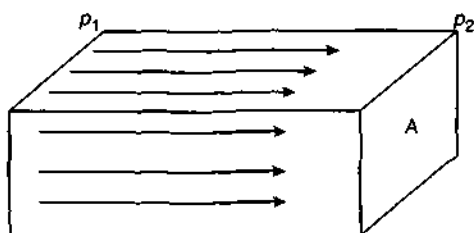


Рис. 1.5. Плоскопараллельная фильтрация

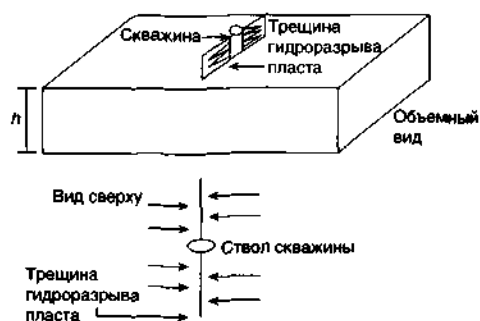


Рис. 1.6. Идеализированный плоскопараллельный приток флюидов к вертикальной трещине гидроразрыва пласта

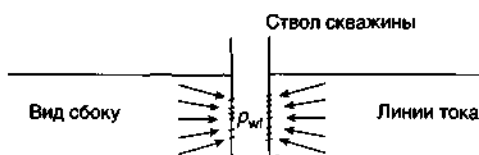


Рис. 1.7. Сферическое фильтрационное течение, обусловленное перфорацией скважины в ограниченном интервале

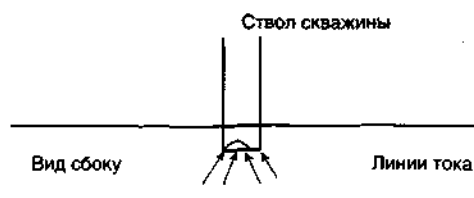


Рис. 1.8. Полушарическое фильтрационное течение, обусловленное частичным вскрытием скважиной продуктивного пласта

перфорации, как показано на рис. 1.7. Если же скважина лишь частично вскрывает продуктивный пласт, как показано на рис. 1.8, то в этом случае может образовываться полусферический фильтрационный поток. Последнее обстоятельство необходимо учитывать из-за вероятного формирования конуса подошвенной воды, который является важным фактором, влияющим на технологические показатели эксплуатации скважины.

1.1.4. Количество флюидов, одновременно фильтрующихся в пласте

Математические выражения, используемые для прогнозирования дебитов скважин, забойного и пластового давлений, различаются по форме и сложности в зависимости от количества флюидов, одновременно фильтрующихся в пласте. Обычно выделяют следующие три типа фильтрации:

- 1) однофазная (нефть, вода или газ);
- 2) двухфазная (нефть-вода, нефть-газ или газ-вода);
- 3) трехфазная (нефть, вода и газ).

Описание фильтрации флюидов и последующий анализ данных о давлении становится тем сложнее, чем больше одновременно фильтрующихся (подвижных) флюидов.

1.2. Уравнения фильтрации флюидов

Уравнения, используемые для описания фильтрации флюидов в пластах, могут принимать самые различные формы в зависимости от сочетания перечисленных выше переменных (т. е. режима фильтрации, типа флюидов и т. д.). Эти уравнения могут быть выведены путем объединения уравнения сохранения массы, уравнения массопереноса (закона Дарси), а также различных уравнений состояния пластовых флюидов. Поскольку все уравнения фильтрации, которые будут рассмотрены далее, учитывают закон Дарси, рассмотрим его в первую очередь.

1.2.1. Закон Дарси

Закон Дарси является фундаментальным законом, описывающим фильтрацию флюидов в пористых средах. Математическое выражение, выведенное Анри Дарси в 1856 г., гласит, что скорость фильтрации однородного флюида в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости флюида. Для случая плоскопараллельной фильтрации это соотношение выглядит следующим образом:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}, \quad [1.2.1a]$$



Рис. 1.9. Зависимость давления от расстояния в случае плоскопараллельной фильтрации

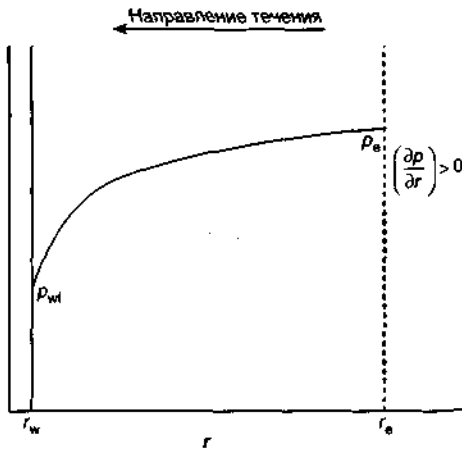


Рис. 1.10. Давление в зависимости от расстояния при плоскорадиальном притоке

где v — кажущаяся скорость фильтрации флюида, см/с, которая равна q/A , где q — объемный расход флюида, см³/с, а A — общая площадь сечения породы, см². Другими словами, A включает в себя как площадь скелета породы, так и площадь поровых каналов. Вязкость жидкости выражается в сП. А градиент давления dp/dx , выраженный в атм/см, берется в направлении, совпадающем с направлением v и q . Коэффициент пропорциональности k представляет собой проницаемость породы, выраженную в единицах Дарси.

В формуле 1.2.1а используется знак «минус», поскольку градиент давления dp/dx в направлении фильтрации — величина отрицательная, см. рис. 1.9.

Для случая горизонтальной плоскорадиальной фильтрации градиент давления является величиной положительной (см. рис. 1.10), и за-

кон Дарси может быть выражен в следующей обобщенной форме:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r, \quad [1.2.1b]$$

где:

- q_r — объемный расход флюида на расстоянии r от ствола скважины;
- A_r — площадь поперечного сечения потока на расстоянии r от ствола скважины;
- $\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r$ — градиент давления на расстоянии r от ствола скважины;
- v — кажущаяся скорость фильтрации флюида на расстоянии r от ствола скважины.

Площадь поперечного сечения фильтрационного потока на расстоянии r от ствола скважины равна площади поверхности цилиндра. Для скважины, полностью вскрывшей продуктивный пласт с эффективной толщиной h , площадь поперечного сечения потока A_r равна:

$$A_r = 2\pi h r.$$

Закон Дарси применим только при выполнении следующих условий:

- фильтрационное течение является ламинарным (вязкостным);
- имеет место стационарный режим фильтрации;
- флюиды являются несжимаемыми;
- пласт является однородным.

Для турбулентного течения, которое имеет место при высоких скоростях фильтрации, градиент давления растет быстрее, чем объемный расход, и поэтому в этом случае необходимо внесение поправок в закон Дарси. Применение закона Дарси в случае турбулентного фильтрационного течения может привести к существенным ошибкам. Корректировки закона Дарси для турбулентного течения обсуждаются ниже в настоящей главе.

1.2.2. Стационарная фильтрация

В соответствии с вышеизложенным, стационарная фильтрация соответствует условию, при котором давление в любой точке пласта не меняется с течением времени. Модель стационарной фильтрации применяется в следующих случаях для описания течения некоторых типов флюидов в пластах различной геометрической формы:

- плоскопараллельная фильтрация несжимаемых флюидов;
- плоскопараллельная фильтрация слабосжимаемых флюидов;
- плоскопараллельная фильтрация сжимаемых флюидов;

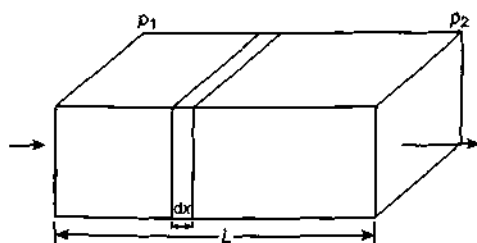


Рис. 1.11. Модель плоскопараллельной фильтрации

- плоскорадиальная фильтрация несжимаемых флюидов;
- плоскорадиальная фильтрация слабосжимаемых флюидов;
- плоскорадиальная фильтрация сжимаемых флюидов;
- многофазная фильтрация.

Плоскопараллельная фильтрация несжимаемых флюидов

В случае плоскопараллельной фильтрации предполагается, что площадь поперечного сечения пласта постоянна. При этом считается, что течение флюидов происходит только через открытые торцевые поверхности, в то время как верхняя и нижняя, а также обе боковые поверхности пласта являются непроницаемыми, рис. 1.11. Если несжимаемый флюид фильтруется через элемент пласта длиной dx , то в этом случае скорость фильтрации флюида v и его расход q постоянны во всех точках элемента. Фильтрация несжимаемого флюида в таком пласте подчиняется закону Дарси в дифференциальной форме, т. е. уравнением 1.2.1а. Разделив переменные в уравнении 1.2.1а и проинтегрировав его по длине пласта, получим:

$$\frac{q}{A} \int_0^L dx = -\frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp.$$

Отсюда:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L}.$$

Желательно представить приведенное выше соотношение в единицах измерения, принятых в международной практике нефтегазодобычи, т. е.:

$$q = 0,001127 \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L}, \quad [1.2.2]$$

где:

q — расход, пл. барр./сут.;

k — абсолютная проницаемость пласта, мД;
 p — пластовое давление, пси;
 μ — вязкость флюида, сП;
 L — длина пласта, фут;
 A — площадь поперечного сечения пласта, фут².

Пример 1.1. Несжимаемый флюид течет в пласте со следующими свойствами:

$L=2000$ фут; $h=20$ фут; ширина=300 фут;
 $k=100$ мД; $\phi=15\%$; $\mu=2$ сП;
 $p_1=2000$ пси; $p_2=1990$ пси.

Рассчитать:

- расход флюида, пл. барр./сут.;
- скорость фильтрации флюида, фут/сут.;
- истинную скорость флюида, фут/сут.

Решение. Рассчитаем площадь поперечного сечения пласта A :

$$A=(h)(\text{ширина})=(20)(300)=6000 \text{ фут}^2.$$

а) Рассчитаем расход флюида, используя уравнение 1.2.2:

$$\begin{aligned} q &= 0,001127 \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} = \\ &= \frac{(0,001127)(100)(6000)(2000 - 1990)}{(2)(2000)} = \\ &= 1,6905 \left[\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right]. \end{aligned}$$

б) Рассчитаем скорость фильтрации флюида:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{(1,6905)(5,615)}{6000} = 0,0016 \left[\frac{\text{фут}}{\text{сут.}} \right].$$

в) Рассчитаем истинную скорость флюида:

$$v = \frac{q}{\phi A} = \frac{(1,6905)(5,615)}{(0,15)(6000)} = 0,0105 \left[\frac{\text{фут}}{\text{сут.}} \right].$$

В наклонном пласте перепад давления ($p_1 - p_2$), входящий в уравнение 1.2.2, не является единственной силой, обуславливающей фильтрацию флюидов. Другой важной движущей силой является сила тяготения (гравитации), которую необходимо учитывать, чтобы определить направление и скорость течения. Сила тяготения всегда направлена вертикально вниз, тогда как сила, вызванная перепадом пластового давления, может действовать в любом направлении. Таким образом, результирующая сила, вызывающая фильтрационное течение, является векторной суммой первых двух сил. На практике это обстоятельство учитывают путем введения нового параметра, называемого «потенциалом флюида» и имеющего такую

же размерность, что и давление, т. е. пси. Этот параметр обозначается символом Φ . Потенциал флюида в любой точке пласта относительно произвольно выбранного начального уровня (уровня начала отсчета) определяется как давление в этой точке пласта минус давление, которое оказывал бы столб этого флюида, высота которого равна расстоянию по вертикали от уровня начала отсчета до данной точки пласта. Обозначим через Δz_i расстояние по вертикали от точки пласта i до выбранного начального уровня, запишем:

$$\Phi_i = p_i - \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_i, \quad [1.2.3]$$

где:

ρ — плотность флюида, фунт/фут³.

Выразив плотность флюида в уравнении 1.2.3 в г/см³, получим:

$$\Phi_i = p_i - 0,433 \gamma \Delta z_i, \quad [1.2.4]$$

где:

Φ_i — потенциал флюида в точке пласта i , пси;

p_i — давление в точке пласта i , пси;

Δz_i — расстояние по вертикали от точки пласта i до выбранного начального уровня, фут;

ρ — плотность флюида в пластовых условиях, фунт/фут³;

γ — плотность флюида в пластовых условиях, г/см³; эта величина не является удельной плотностью флюида, г/см³.

Обычно в качестве уровня начала отсчета выбирают поверхность газонефтяного или водонефтяного контакта, или же наивысшую точку пласта. При использовании уравнения 1.2.3 или 1.2.4 для вычисления потенциала флюида Φ_i в точке пласта i расстояние по вертикали z_i берется со знаком «плюс», если точка i расположена ниже начального уровня, и со знаком «минус», если точка i расположена выше начального уровня. То есть:

Если точка i расположена выше начального уровня:

$$\Phi_i = p_i + \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_i,$$

и эквивалентно:

$$\Phi_i = p_i + 0,433 \gamma \Delta z_i.$$

Если точка i расположена ниже начального уровня:

$$\Phi_i = p_i - \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_i.$$

и эквивалентно:

$$\Phi_i = p_i - 0,433 \gamma \Delta z_i.$$

Применив приведенные выше определения к уравнению в соответствии с законом Дарси (уравнение 1.2.2), получим:

$$q = 0,001127 \frac{kA(\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L}, \quad [1.2.5]$$

Необходимо отметить, что разность потенциалов флюида ($\Phi_1 - \Phi_2$) совпадает с перепадом давления ($p_1 - p_2$) только в случае фильтрации флюида в горизонтальном пласте.

Пример 1.2. Пусть пласт, характеризующийся свойствами, приведенными в предыдущем примере, является наклонным и имеет угол падения 5°, как показано на рис. 1.12. Плотность несжимаемого флюида составляет 42 фунт/фут³. Требуется выполнить задание примера 1.1 с учетом этой дополнительной информации.

Решение.

Шаг 1. Для иллюстрации понятия потенциала флюида выберем начальный уровень посредине расстояния по вертикали между двумя точками, т. е. на отметке 87,15 фут, как показано на рис. 1.12.

Шаг 2. Рассчитаем потенциал флюида в точках 1 и 2. Поскольку точка 1 расположена ниже начального уровня, получим:

$$\begin{aligned} \Phi_1 &= p_1 - \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_1 = 2000 - \left(\frac{42}{144} \right) (87,15) = \\ &= 1974,58 \text{ пси.} \end{aligned}$$

Поскольку точка 2 расположена выше начального уровня, получим:

$$\begin{aligned} \Phi_2 &= p_2 + \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_2 = 1990 + \left(\frac{42}{144} \right) (87,15) = \\ &= 2015,42 \text{ пси.} \end{aligned}$$

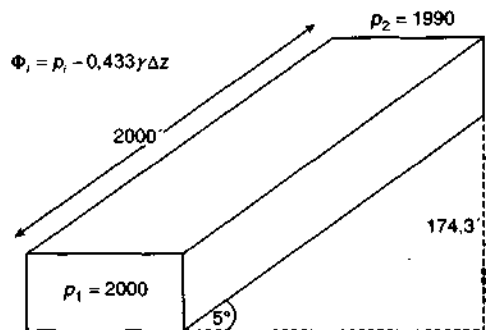


Figure 1.12. Пример наклонного пласта

Поскольку $\Phi_2 > \Phi_1$, флюид течет вниз от точки 2 к точке 1. Разность потенциалов флюида составляет:

$$\Delta\Phi = 2015,42 - 1974,58 = 40,84 \text{ пси.}$$

Обратите внимание, что если в качестве начального уровня выбрать точку 2, то в этом случае:

$$\Phi_1 = 2000 - \left(\frac{42}{144} \right) (174,3) = 1949,16 \text{ пси.}$$

$$\Phi_2 = 1990 + \left(\frac{42}{144} \right) (0) = 1990 \text{ пси.}$$

Приведенные выше вычисления показывают, что независимо от положения начального уровня фильтрационный поток направлен от точки 2 к точке 1. При этом разность потенциалов флюида составляет:

$$\Delta\Phi = 1990 - 1949,16 = 40,84 \text{ пси.}$$

Шаг 3. Рассчитаем расход флюида:

$$q = 0,001127 \frac{kA(\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L} = \frac{(0,001127)(100)(6000)(40,84)}{(2)(2000)} = 6,9 \left[\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right].$$

Шаг 4. Рассчитаем скорости фильтрации флюида:

$$\text{Кажущаяся скорость} = \frac{(6,9)(5,615)}{6000} =$$

$$= 0,0065 \left[\frac{\text{фут}}{\text{сут.}} \right].$$

$$\text{Действительная скорость} = \frac{(6,9)(5,615)}{(0,15)(6000)} =$$

$$= 0,043 \left[\frac{\text{фут}}{\text{сут.}} \right].$$

Плоскопараллельная фильтрация слабосжимаемых флюидов

Формула 1.1.6 описывает зависимость объема от давления для слабосжимаемых флюидов:

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)],$$

Это уравнение можно изменить, выразив его через переменную «расход флюида»:

$$q = q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)], \quad [1.2.6]$$

где q_{ref} — расход флюида при некотором начальном давлении p_{ref} . Подставив вышеприведенное соотношение в уравнение Дарси, получим:

$$\frac{q}{A} = \frac{q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]}{A} = -0,001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}.$$

Разделив переменные и преобразовав формулу, получим:

$$\frac{q_{ref}}{A} \int_0^L dx = -0,001127 \frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} \frac{dp}{1 + c(p_{ref} - p)}.$$

Проинтегрировав, получим:

$$q = \frac{0,001127kA}{\mu cL} \ln \left[\frac{1 + c(p_{ref} - p_2)}{1 + c(p_{ref} - p_1)} \right], \quad [1.2.7]$$

где:

q_{ref} — расход флюида при начальном давлении p_{ref} , пл. барр./сут.;

p_1 — давление в начальной точке фильтрационного потока, пси;

p_2 — давление в конечной точке фильтрационного потока, пси;

k — проницаемость пласта, мД;

μ — вязкость флюида, сП;

c — средняя сжимаемость флюида, пси⁻¹.

Выбрав давление p_1 в начальной точке потока в качестве начального давления p_{ref} и подставив его в уравнение 1.2.7, получим расход флюида в точке 1:

$$q_1 = \frac{0,001127kA}{\mu cL} \ln [1 + c(p_1 - p_2)]. \quad [1.2.8]$$

Выбрав давление p_2 в конечной точке фильтрационного потока в качестве начального давления и подставив его в уравнение 1.2.7, получим:

$$q_2 = \frac{0,001127kA}{\mu cL} \ln \left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)} \right], \quad [1.2.9]$$

где q_1 и q_2 — значения расходов флюида в точках 1 и 2, соответственно.

Пример 1.3. На основе данных примера 1.1 требуется рассчитать расход с обоих концов линейной системы со слабосжимаемым флюидом. Средняя сжимаемость флюида составляет 21×10^{-5} пси⁻¹.

Решение. Выбрав давление в верхней точке в качестве опорного давления, получим:

$$q_1 = \frac{0,001127kA}{\mu cL} \ln [1 + c(p_1 - p_2)] =$$

$$= \frac{(0,001127)(100)(6000)}{(2)(21 \cdot 10^{-5})(2000)} \times \\ \times \ln \left[1 + (21 \cdot 10^{-5})(2000 - 1990) \right] = 1,689 \left[\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right].$$

Выбрав давление в нижней точке в качестве опорного давления, получим:

$$q_2 = \frac{0,001127 k A}{\mu c L} \ln \left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)} \right] = \\ = \frac{(0,001127)(100)(6000)}{(2)(21 \cdot 10^{-5})(2000)} \times \\ \times \ln \left[\frac{1}{1 + (21 \cdot 10^{-5})(2000 - 1990)} \right] = 1,692 \left[\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right].$$

Приведенные выше вычисления показывают, что q_1 и q_2 близки по величине, что обусловлено низкой сжимаемостью жидкости и слабой зависимостью объема от давления.

Линейное течение сжимаемых флюидов (газов)

Для вязкого (ламинарного) течения газа в однородной линейной системе можно применить уравнение состояния реального газа, чтобы рассчитать количество молей газа n при давлении p , температуре T и объеме V :

$$n = \frac{pV}{ZRT}.$$

Объем, занимаемый n молями газа при стандартных условиях, определяется по следующей формуле:

$$V_{sc} = \frac{n Z_{sc} R T_{sc}}{p_{sc}}.$$

Объединив два приведенные выше уравнения и приняв $Z_{sc} = 1$, получим:

$$\frac{pV}{ZT} = \frac{p_{sc} V_{sc}}{T_{sc}}.$$

Также вышеприведенное соотношение можно выразить в терминах расхода q , пл. барр./сут., в пластовых условиях и в терминах расхода Q_{sc} , ст. фут³/сут., в атмосферных условиях:

$$\frac{p(5,615q)}{ZT} = \frac{p_{sc} Q_{sc}}{T_{sc}}.$$

Выполним преобразования:

$$\left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) \left(\frac{Q_{sc}}{5,615} \right) = q. \quad [1.2.10]$$

где:

- q — расход газа при давлении p , пл. барр./сут;
- Q_{sc} — расход газа при стандартных условиях, ст. фут³/сут.;
- Z — коэффициент сжимаемости газа;
- T_{sc} — стандартная температура, °R;
- p_{sc} — стандартное атмосферное давление, псиа.

Разделив обе части приведенного выше уравнения на площадь сечения A и приравняв полученное выражение к правой части по закону Дарси (уравнение 1.2.1а), учитывая фильтрацию, получим:

$$\frac{q}{A} = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) \left(\frac{Q_{sc}}{5,615} \right) \left(\frac{1}{A} \right) = -0,001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}.$$

Константа 0,001127 — коэффициент пересчета в единицы измерения, принятые в международной практике нефтегазодобычи. Разделим переменные и преобразуем полученное выражение:

$$\frac{Q_{sc} p_{sc} T}{0,006328 k T_{sc} A} \int_0^L dx = - \int_{p_1}^{p_2} \frac{p}{Z \mu_g} dp.$$

Допустим, что произведение $Z \mu_g$ является постоянной величиной в заданном диапазоне давлений между p_1 и p_2 . Проинтегрировав выражение, получим:

$$\frac{Q_{sc} p_{sc} T}{0,006328 k T_{sc} A} \int_0^L dx = - \frac{1}{Z \mu_g} \int_{p_1}^{p_2} p dp,$$

или:

$$Q_{sc} = \frac{0,003164 T_{sc} A k (p_1^2 - p_2^2)}{p_{sc} T (Z \mu_g) L},$$

где:

- Q_{sc} — расход газа при стандартных условиях, ст. фут³/сут.;
- k — проницаемость, мД;
- T — температура, °R;
- μ_g — вязкость газа, сП;
- A — площадь сечения, фут²;
- L — общая длина линейной системы, фут.

Подставив в приведенные выше выражения $p_{sc} = 14,7$ пси и $T_{sc} = 520$ °R, получим:

$$Q_{sc} = \frac{0,111924 A k (p_1^2 - p_2^2)}{T (Z \mu_g) L}. \quad [1.2.11]$$

Важно отметить, что свойства газа Z и μ_g в значительной степени зависят от давления, но они исключены из выражения интеграла

$$= \frac{(0,001127)(100)(6000)}{(2)(21 \cdot 10^{-5})(2000)} \times \ln \left[1 + (21 \cdot 10^{-5})(2000 - 1990) \right] = 1,689 \left[\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right]$$

Выбрав давление в нижней точке в качестве опорного давления, получим:

$$q_2 = \frac{0,001127 k A}{\mu c L} \ln \left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)} \right] = \frac{(0,001127)(100)(6000)}{(2)(21 \cdot 10^{-5})(2000)} \times \ln \left[\frac{1}{1 + (21 \cdot 10^{-5})(2000 - 1990)} \right] = 1,692 \left[\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right]$$

Приведенные выше вычисления показывают, что q_1 и q_2 близки по величине, что обусловлено низкой сжимаемостью жидкости и слабой зависимостью объема от давления.

Линейное течение сжимаемых флюидов (газов)

Для вязкого (ламинарного) течения газа в однородной линейной системе можно применить уравнение состояния реального газа, чтобы рассчитать количество молей газа n при давлении p , температуре T и объеме V :

$$n = \frac{pV}{ZRT}$$

Объем, занимаемый n молями газа при стандартных условиях, определяется по следующей формуле:

$$V_{sc} = \frac{n Z_{sc} R T_{sc}}{p_{sc}}$$

Объединив два приведенные выше уравнения и приняв $Z_{sc} = 1$, получим:

$$\frac{pV}{ZT} = \frac{p_{sc} V_{sc}}{T_{sc}}$$

Также вышеприведенное соотношение можно выразить в терминах расхода q , пл. барр./сут., в пластовых условиях и в терминах расхода Q_{sc} , ст. фут³/сут., в атмосферных условиях:

$$\frac{p(5,615q)}{ZT} = \frac{p_{sc} Q_{sc}}{T_{sc}}$$

Выполним преобразования:

$$\left(\frac{p}{T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) \left(\frac{Q_{sc}}{5,615} \right) = q, \quad [1.2.10]$$

где:

- q — расход газа при давлении p , пл. барр./сут.;
- Q_{sc} — расход газа при стандартных условиях, ст. фут³/сут.;
- Z — коэффициент сжимаемости газа;
- T_{sc} — стандартная температура, °R;
- p_{sc} — стандартное атмосферное давление, псиа.

Разделив обе части приведенного выше уравнения на площадь сечения A и приравняв полученное выражение к правой части по закону Дарси (уравнение 1.2.1а), учитывая фильтрацию, получим:

$$\frac{q}{A} = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) \left(\frac{Q_{sc}}{5,615} \right) \left(\frac{1}{A} \right) = -0,001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

Константа 0,001127 — коэффициент пересчета в единицы измерения, принятые в международной практике нефтегазодобычи. Разделим переменные и преобразуем полученное выражение:

$$\frac{Q_{sc} p_{sc} T}{0,006328 k T_{sc} A} \int_0^L dx = - \int_{p_1}^{p_2} \frac{p}{Z \mu_g} dp$$

Допустим, что произведение $Z \mu_g$ является постоянной величиной в заданном диапазоне давлений между p_1 и p_2 . Проинтегрировав выражение, получим:

$$\frac{Q_{sc} p_{sc} T}{0,006328 k T_{sc} A} \int_0^L dx = - \frac{1}{Z \mu_g} \int_{p_1}^{p_2} p dp$$

или:

$$Q_{sc} = \frac{0,003164 T_{sc} A k (p_1^2 - p_2^2)}{p_{sc} T (Z \mu_g) L}$$

где:

- Q_{sc} — расход газа при стандартных условиях, ст. фут³/сут.;
- k — проницаемость, мД;
- T — температура, °R;
- μ_g — вязкость газа, сП;
- A — площадь сечения, фут²;
- L — общая длина линейной системы, фут.

Подставив в приведенные выше выражения $p_{sc} = 14,7$ пси и $T_{sc} = 520$ °R, получим:

$$Q_{sc} = \frac{0,111924 A k (p_1^2 - p_2^2)}{T (Z \mu_g) L} \quad [1.2.11]$$

Важно отметить, что свойства газа Z и μ_g в значительной степени зависят от давления, но они исключены из выражения интеграла

с целью упрощения окончательной формы уравнения потока газа. Вышеприведенная формула применима для случаев, когда давление не превышает 2000 пси. Свойства газа определяются при среднем давлении $\bar{p}$, как описано ниже.

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_1^2 + p_2^2}{2}} \quad [1.2.12]$$

Пример 1.4. Природный газ с относительной плотностью массой 0,72 протекает через линейную пористую среду при температуре 140°F. Давления в начале и конце пористого пласта равны 2100 и 1894,73 пси [15,5 и 13,0 МПа], соответственно. Площадь сечения постоянна и равна 4500 фут² [418 м²]. Общая длина составляет 2500 фут [762 м], а абсолютная проницаемость 60 мД. Требуется рассчитать расход газа в ст. фут³/сут. ($p_c = 14,7$ пси, $T_c = 520^\circ R$).

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем среднее давление по формуле 1.2.12:

$$\begin{aligned} \bar{p} &= \sqrt{\frac{p_1^2 + p_2^2}{2}} = \\ &= \sqrt{\frac{(2100)^2 + (1894,73)^2}{2}} = 2000 \text{ пси.} \end{aligned}$$

Шаг 2. По относительной плотности газа рассчитаем его псевдокритические свойства, применив следующее уравнение:

$$\begin{aligned} T_{pc} &= 168 + 325\gamma_g - 12,5\gamma_g^2 = \\ &= 168 + (325)(0,72) - (12,5)(0,72)^2 = 395,5^\circ R \\ p_{pc} &= 677 + 150,0\gamma_g - 37,5\gamma_g^2 = \\ &= 677 + (150,0)(0,72) - 37,5(0,72)^2 = 668,4 \text{ пси.} \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем псевдоприведенные давление и температуру:

$$\begin{aligned} p_{pr} &= \frac{p}{p_{pc}} = \frac{2000}{668,4} = 2,99. \\ T_{pr} &= \frac{T}{T_{pc}} = \frac{600}{395,5} = 1,52. \end{aligned}$$

Шаг 4. Определим коэффициент Z по диаграмме Стендинга-Каца:

$$Z = 0,78.$$

Шаг 5. Определим вязкость газа, применив метод Ли-Гонзалеса-Икена и следующую последовательность вычислений:

$$M_g = 28,96\gamma_g = (28,96)(0,72) = 20,85.$$

$$\rho_g = \frac{pM_g}{ZRT} = \frac{(2000)(20,85)}{(0,78)(10,73)(600)} = 8,30 \left[\frac{\text{фунт}}{\text{фут}^3} \right].$$

$$\begin{aligned} K &= \frac{(9,4 + 0,02M_g)T^{1,5}}{209 + 19M_g + T} = \\ &= \frac{(9,4 + (0,02)(20,85))(600)^{1,5}}{209 + (19)(20,85) + 600} = 119,72. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X &= 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01M_g = \\ &= 3,5 + \frac{986}{600} + (0,01)(20,85) = 5,35. \end{aligned}$$

$$Y = 2,4 - 0,2X = 2,4 - (0,2)(5,35) = 1,33.$$

$$\begin{aligned} \mu_g &= 10^{-4} k \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62,4} \right)^Y \right] = \\ &= 10^{-4} (119,72) \exp \left[5,35 \left(\frac{8,3}{62,4} \right)^{1,33} \right] = 0,0173 \text{ сП.} \end{aligned}$$

Шаг 6. Рассчитаем дебит газа по уравнению 1.2.11:

$$\begin{aligned} Q_g &= \frac{0,111924 Ak(p_1^2 - p_2^2)}{T(Z\mu_g)L} = \\ &= \frac{(0,111924)(4500)(60)((2100)^2 - (1894,73)^2)}{(600)(0,78)(0,0173)(2500)} = \\ &= 1224242 \left[\frac{\text{ст. фут}^3}{\text{сут.}} \right]. \end{aligned}$$

Плоскорадиальная фильтрация несжимаемых флюидов

При плоскорадиальной фильтрации все флюиды со всех сторон движутся в направлении забоя скважины. Однако течение может возникнуть только при наличии перепада давлений. Таким образом, чтобы добывать нефть из скважины (что подразумевает формирование потока флюидов через пласт к стволу скважины), необходимо, чтобы давление в пласте у забоя скважины было меньше, чем давление в пласте на некотором расстоянии от скважины.

Давление в пласте у забоя продуктивной скважины называют забойным гидродинамическим давлением (p_w).

Рассмотрим рис. 1.13, на котором схематично показано радиальное течение несжимаемого флюида в направлении вертикальной скважины. Пусть пласт имеет однородную толщину h и постоянную проницаемость k . Поскольку флюид несжимаемый, расход q должен быть постоянным для всех радиусов. Поскольку течение стационарное, профиль давления вокруг ствола скважины остается неизменным во времени.

Обозначим через p_{wt} поддерживаемое забойное гидродинамическое давление у ствола скважины радиусом r_w , а через p_e — давление на радиусе внешней границы или радиусе дренирования. Для определения расхода для любого радиуса r можно использовать обобщенное уравнение Дарси (1.2.1b):

$$v = \frac{q}{A} = 0,001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad [1.2.13]$$

где:

- v — скорость фильтрации флюида, пл. барр./сут. · фут²;
- q — расход для радиуса r , пл. барр./сут.;
- k — проницаемость, мД;
- μ — вязкость, сП;
- 0,001127 — коэффициент пересчета для перевода выражения в единицы измерения, принятые в международной практике нефтегазодобычи;
- A_r — площадь сечения для радиуса r .

Для плоскорадиальной фильтрации, показанной на рис. 1.13, знак «минус» не требуется, поскольку давление возрастает с увеличением радиуса. Другими словами, по мере увеличения радиуса с удалением от ствола скважины давление также возрастает. В любой точке пласта площадь сечения потока является площадью поверхности цилиндра, которая составляет $2\pi rh$ или:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi rh} = 0,001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}.$$

Расход сырой нефти принято выражать в атмосферных условиях, т. е. в баррелях при стандартных условиях, а не в пластовых условиях. Обозначим символом Q_o расход нефти, выраженный в баррелях при стандартных условиях в сутки. Тогда:

$$q = B_o Q_o,$$

где B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр. Расход в уравнении Дарси можно выразить в баррелях при стандартных условиях в сутки, тогда:

$$\frac{B_o Q_o}{2\pi rh} = 0,001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}.$$

Принтегрировав это уравнение от радиуса r_1 до r_2 , при давлениях p_1 и p_2 , получим:

$$\int_{r_1}^{r_2} \left(\frac{Q_o}{2\pi h} \right) \frac{dr}{r} = 0,001127 \int_{p_1}^{p_2} \left(\frac{k}{\mu B_o} \right) dp. \quad [1.2.14]$$

Для несжимаемой системы в однородном пласте можно упростить уравнение 1.2.14 следующим образом:

$$\frac{Q_o}{2\pi h} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} = \frac{0,001127 k}{\mu B_o} \int_{p_1}^{p_2} dp.$$

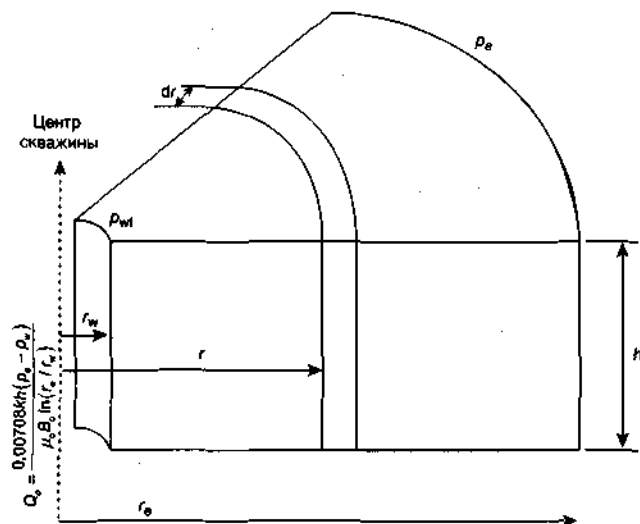


Рис. 1.13. Модель плоскорадиального течения

Выполнив интегрирование, получим:

$$Q_o = \frac{0,00708kh(p_e - p_w)}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Часто в качестве радиусов выбирают радиус ствола скважины r_w и радиус внешней границы или радиус дренирования r_e . Тогда:

$$Q_o = \frac{0,00708kh(p_e - p_w)}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad [1.2.15]$$

где:

Q_o — расход нефти (дебит) при стандартных условиях, ст. барр./сут.;

p_e — давление на внешней границе, пси;

p_w — забойное гидродинамическое давление, пси;

k — проницаемость, мД;

μ_o — вязкость нефти, сП;

B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;

h — толщина, фут;

r_e — радиус внешней границы или радиус дренирования, фут;

r_w — радиус ствола скважины, фут.

Радиус внешней границы (дренирования) r_e обычно определяется из площади размещения скважин, при этом считается, что зона дренирования равна площади круга. То есть:

$$\pi r_e^2 = 43560A,$$

или:

$$r_e = \sqrt{\frac{43560A}{\pi}} \quad [1.2.16]$$

где A — площадь дренирования скважины.

На практике обычно неизвестны точные значения и радиуса внешней границы, и радиуса ствола скважины. Но поскольку они подставляются в уравнение в виде логарифма, погрешность результата вычислений оказывается меньше погрешности определения радиуса.

Уравнение 1.2.15 можно преобразовать так, чтобы выразить давление p через радиус r , тогда получим:

$$p = p_w + \frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad [1.2.17]$$

Пример 1.5. Из нефтяной скважины на месторождении Безмянное добывается нефть

с постоянным дебитом в 600 ст. барр./сут. при постоянном забойном гидродинамическом давлении в 1800 пси. Анализ полученной кривой восстановления давления показал, что продуктивная зона характеризуется проницаемостью 120 мД и средней толщиной в 25 фут. Дренирование осуществляется с площади примерно в 40 акр [162 тыс. м²]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$r_w = 0,25 \text{ фут}; \quad A = 40 \text{ акр};$$

$$B_o = 1,25 \frac{\text{пл. барр.}}{\text{ст. барр.}}; \quad \mu_o = 2,5 \text{ сП}.$$

Требуется рассчитать профиль (распределение) давления и составить таблицу падений давления на следующих участках длиной 0,25 фут: от радиуса скважины r_w до 1,25 фут, от 4 до 5 фут, от 19 до 20 фут, от 99 до 100 фут и от 744 до 745 фут.

Решение.

Шаг 1. Преобразуем уравнение 1.2.17 и решим его относительно давления p при радиусе r :

$$\begin{aligned} p &= p_w + \frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = \\ &= 1800 + \frac{(600)(1,25)(2,5)}{(0,00708)(120)(25)} \ln\left(\frac{r}{0,25}\right) = \\ &= 1800 + 88,28 \ln\left(\frac{r}{0,25}\right). \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем давления для указанных радиусов:

r (фут)	p (пси)	Интервал радиусов	Падение давления (пси)
0,25	1800		
1,25	1942	0,25—1,25	1942—1800=142
4	2045		
5	2064	4—5	2064—2045=19
19	2182		
20	2186	19—20	2186—2182=4
99	2328		
100	2329	99—100	2329—2328=1
744	2506,1		
745	2506,2	744—745	2506,2—2506,1=0,1

* Прим. ред.: В отечественной литературе это выражение называется формулой Дюпюи.

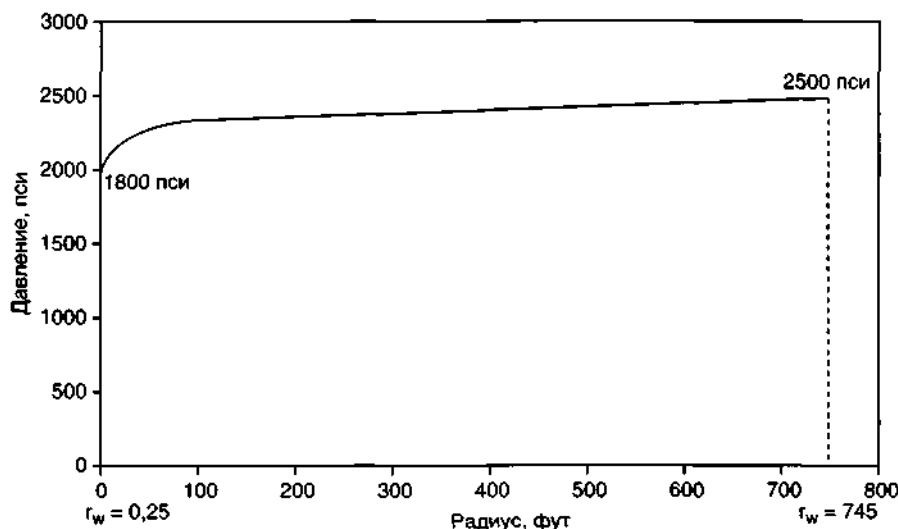


Рис. 1.14. Профиль давления вблизи ствола скважины

На рис. 1.14 показан профиль давления как функция от радиуса.

Результаты вычислений показали, что падение давления непосредственно вблизи ствола скважины (т. е. 142 пси) в 7,5 раз больше, чем на интервале 4—5 фут, в 36 раз больше, чем на интервале 19—20 фут, и в 142 раза больше, чем на интервале 99—100 фут. Такое интенсивное падение давления вблизи ствола скважины обусловлено тем, что флюид поступает с большой области дренирования в 40 акр.

Определение внешнего давления на контуре питания p_e , которое используется в уравнении 1.2.15, представляет определенные трудности, но p_e незначительно отличается от опорного давления пласта при наличии мощного или активного подпорного водоносного горизонта.

Ряд авторов предложил для вычисления материальных балансов и прогнозирования дебита использовать среднее пластовое давление p_r , которое часто указывается в результатах испытания скважины. Крафт и Хоуккинс (Craft и Hawkins, 1959) показали, что для стационарного течения среднее давление соответствует давлению на радиусе, равному примерно 61 % от радиуса дренирования r_e .

Подставим в уравнение 1.2.17 $0,61 r_e$, тогда:

$$p(at r = 0,61 r_e) = p_r = p_{wf} + \frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 kh} \ln \left(\frac{0,61 r_e}{r_w} \right),$$

или в терминах расхода:

$$Q_o = \frac{0,00708 kh (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{0,61 r_e}{r_w} \right)} \quad [1.2.18]$$

Но поскольку

$$\ln \left(\frac{0,61 r_e}{r_w} \right) = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5,$$

тогда:

$$Q_o = \frac{0,00708 kh (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 \right]} \quad [1.2.19]$$

Голан и Уитсон (Golan и Whitson, 1986) предложили методику аппроксимации области дренирования скважин, осуществляющих добычу из одного и того же пласта. Эти авторы полагают, что объем дренирования одной скважины пропорционален ее дебиту. Предположив, что свойства пласта постоянны, а толщина одинакова, можно вычислить примерную площадь дренирования A_w одной скважины:

$$A_w = A_T \left(\frac{q_w}{q_T} \right), \quad [1.2.20]$$

где:

A_w — площадь дренирования скважины;

A_T — общая площадь месторождения;

q_T — общая производительность месторождения;

q_w — дебит одной скважины.

Плоскорадиальное течение слабосжимаемых флюидов

Терри (Terrey) с соавторами (1991) на основе уравнения 1.2.6 вывели зависимость дебита от давления для слабосжимаемых флюидов. Если подставить это уравнение в радиальной форме в формулу закона Дарси, получим следующее:

$$\frac{q}{A} = \frac{q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]}{2\pi r h} = 0,001127 \frac{k dp}{\mu dr}$$

где q_{ref} — дебит при некотором заданном давлении p_{ref} .

Разделив переменные, приняв, что сжимаемость на всем участке определения перепада давления — величина постоянная и проинтегрировав по всей длине пористого пласта (в пределах от r_w до r_e), получим:

$$\frac{q_{ref} \mu}{2\pi k h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 0,001127 \int_{p_{ref}}^p \frac{dp}{1 + c(p_{ref} - p)}$$

Тогда:

$$q_{ref} = \frac{0,00708 k h}{\mu c \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \ln \left[\frac{1 + c(p_e - p_{ref})}{1 + c(p_{ref} - p_{ref})} \right]$$

где q_{ref} — дебит нефти при некотором заданном давлении p_{ref} .

Приняв забойное гидродинамическое давление p_{ref} за заданное давление и выразив дебит в ст. барр./сут., получим:

$$Q_o = \frac{0,00708 k h}{\mu_o B_o c_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \ln [1 + c_o (p_e - p_{ref})], \quad [1.2.21]$$

где:

c_o — коэффициент изотермической сжимаемости, пси^{-1} ;

Q_o — расход (дебит) нефти, ст. барр./сут.;

k — проницаемость, мД.

Пример 1.6. На одной из скважин месторождения «Красная река» получены следующие данные:

$p_e = 2506$ пси; $p_{ref} = 1800$ пси;

$r_e = 745$ фут; $r_w = 0,25$ фут;

$B_o = 1,25$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o = 2,5$ сП;

$k = 0,12$ Д; $h = 25$ фут;

$c_o = 25 \cdot 10^{-6}$ пси^{-1} .

Требуется рассчитать дебит нефти, считая, что фильтруется слабосжимаемый флюид. Результат нужно сравнить с данными для несжимаемого флюида.

Решение. Для слабо сжимаемого флюида дебит нефти можно рассчитать по формуле 1.2.21:

$$Q_o = \frac{0,00708 k h}{\mu_o B_o c_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \ln [1 + c_o (p_e - p_{ref})] =$$

$$= \frac{(0,00708)(120)(25)}{(2,5)(1,25)(25 \cdot 10^{-6}) \ln \left(\frac{745}{0,25} \right)} \times$$

$$\ln [1 + (25 \cdot 10^{-6})(2506 - 1800)] = 595 \left[\frac{\text{ст. барр.}}{\text{сут.}} \right].$$

Дебит для несжимаемого флюида можно определить по уравнению в соответствии с законом Дарси, т. е. формуле 1.2.15:

$$Q_o = \frac{0,00708 k h (p_e - p_{ref})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} =$$

$$= \frac{(0,00708)(120)(25)(2506 - 1800)}{(2,5)(1,25) \ln \left(\frac{745}{0,25} \right)} =$$

$$= 600 \left[\frac{\text{ст. барр.}}{\text{сут.}} \right].$$

Радиальное течение сжимаемых газов

Основная дифференциальная форма уравнения на основе закона Дарси для плоской ламинарной фильтрации может применяться для описания течения в газовых и жидкостных системах. Для радиального течения газа уравнение Дарси принимает форму:

$$q_g = 0,001127 \frac{2\pi r h k dp}{\mu_g dr}, \quad [1.2.22]$$

где:

q_g — расход газа в пластовых условиях для радиуса r , пл. барр./сут.;

r — расстояние по радиусу, фут;

h — толщина зоны, фут;

μ_g — вязкость газа, сП;

p — давление, пси;

0,001127 — коэффициент преобразования единиц Дарси в единицы измерения, принятые в практике нефтегазодобычи.

Расход (дебит) газа принято выражать в ст. фут³/сут. Обозначим расход (дебит) газа при

стандартных (атмосферных) условиях как Q_s , тогда расход q_{gr} в пласте можно привести к стандартным условиям, применив к q_{gr} определение объемного коэффициента газа в пластовых условиях B_g :

$$Q_s = \frac{q_{gr}}{B_g},$$

где:

$$B_g = \frac{p_{sc}}{5,615 T_{sc}} \frac{ZT}{p},$$

или: q_{gr}

$$\left(\frac{p_{sc}}{5,615 T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) Q_s = \quad [1.2.23]$$

где:

B_g — объемный коэффициент газа, пл. барр./ст. фут³;

p_{sc} — стандартное (атмосферное) давление, пси;

T_{sc} — стандартная температура, R;

Q_s — расход (дебит) газа при стандартных условиях;

q_{gr} — расход газа в пластовых условиях для радиуса r , пл. барр./сут.;

p — давление для радиуса r , пси;

T — пластовая температура, R;

Z — коэффициент сжимаемости газа при давлении p и температуре T ;

Z_{sc} — коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях — 1,0.

Объединив уравнения 1.2.22 и 1.2.23, получим:

$$\left(\frac{p_{sc}}{5,615 T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) Q_s = 0,001127 \frac{2\pi r h k}{\mu_g} \frac{dp}{dr}.$$

Пусть:

$$\left(\frac{T Q_s}{k h} \right) \frac{dr}{r} = 0,703 \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp. \quad [1.2.24]$$

Принтегрировав уравнение 1.2.24 от условий для ствола скважины (r_w и p_w) до условий в любой точке пласта (r и p), получим:

$$\int_{r_w}^r \left(\frac{T Q_s}{k h} \right) \frac{dr}{r} = 0,703 \int_{p_w}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp \quad [1.2.25]$$

Считая процесс фильтрации стационарным (Q_s — постоянная величина для любого радиуса и параметры пласта k и h — также постоянные величины), интегрировав левую часть уравнения 1.2.25, получим:

$$\left(\frac{T Q_s}{k h} \right) \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) = 0,703 \int_{p_w}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp.$$

Член:

$$\int_{p_w}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp$$

можно представить следующим образом:

$$\int_{p_w}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp - \int_0^{p_w} \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp.$$

Подставив в интеграл в уравнении 1.2.24 выражение в приведенной выше форме, получим:

$$\left(\frac{T Q_s}{k h} \right) \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) = 0,703 \left[\int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp - \int_0^{p_w} \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp \right]. \quad [1.2.26]$$

Интеграл $\int_0^p 2p/(\mu_g Z) dp$ называют «псевдопотенциалом реального газа» и обычно обозначают $m(p)$ или ψ . Тогда:

$$m(p) = \psi = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp. \quad [1.2.27]$$

Формулу 1.2.27 можно записать через функцию псевдодавления реального газа следующим образом:

$$\frac{T Q_s}{k h} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) = 0,703 (\psi - \psi_w), \quad [1.2.28]$$

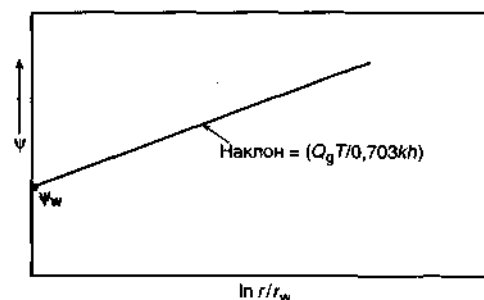
или:

$$\psi = \psi_w + \frac{T Q_s}{0,703 k h} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right).$$

Из уравнения 1.2.28 видно, что график ψ от $\ln(r/r_w)$ представляет собой прямую с наклоном $Q_s T / 0,703 k h$, которая пересекает ось ординат в точке ψ_w , как показано на рис. 1.15. Тогда значение расхода (дебита) выражается формулой:

$$Q_s = \frac{0,703 k h (\psi - \psi_w)}{T \ln \left(\frac{r}{r_w} \right)}. \quad [1.2.29]$$

При известном значении радиуса дренирования и величине псевдодавления на этом радиусе можно записать:

Рис. 1.15 График зависимости ψ от $\ln(r/r_w)$

$$Q_g = \frac{0,703 k h (\psi_r - \psi_w)}{T \ln \left(\frac{r_r}{r_w} \right)}, \quad [1.2.30]$$

где:

- ψ_r — псевдодавление реального газа на радиусе дренирования, $\text{пси}^2/\text{сП}$;
- ψ_w — псевдодавление реального газа на радиусе ствола скважины (на забое), $\text{пси}^2/\text{сП}$;
- k — проницаемость, мД;
- h — толщина, фут;
- r_r — радиус дренирования, фут;
- r_w — радиус ствола скважины, фут;
- Q_g — расход (дебит) газа при стандартных условиях, $\text{ст. фут}^3/\text{сут.}$

Поскольку расход газа обычно выражается в тыс. ст. фут³/сут., уравнение 1.2.30 можно представить, как:

$$Q_g = \frac{k h (\psi_r - \psi_w)}{1422 T \ln \left(\frac{r_r}{r_w} \right)}, \quad [F1.2.31]$$

где Q_g — расход (дебит) газа при стандартных условиях, тыс. ст. фут³/сут.

Уравнение 1.2.31 можно выразить как среднее пластовое давление p , вместо давления на радиусе дренирования пласта.

$$Q_g = \frac{k h (\psi_r - \psi_w)}{1422 T \left[\ln \left(\frac{r_r}{r_w} \right) - 0,5 \right]}, \quad [F1.2.32]$$

Чтобы найти интеграл в уравнении 1.2.31, рассчитаем значения $2p/\mu_g Z$ для нескольких значений давления p . Тогда на построенном в декартовой системе координат графике зависимости $2p/\mu_g Z$ от p площадь под кривой можно рассчитать либо численными методами, либо графически, где площадь под кривой на участ-

ке от $p=0$ до любого значения p представляет собой величину ψ , соответствующую значению p . Процедура иллюстрируется на следующем примере.

Пример 1.7. Ниже приведена зависимость давление-объем-температура (PVT) для газовой скважины на газовом месторождении «Анаконда»:

p (пси)	μ_g (сП)	Z
0	0,0127	1,000
400	0,01286	0,937
800	0,01390	0,882
1200	0,01530	0,832
1600	0,01680	0,794
2000	0,01840	0,770
2400	0,02010	0,763
2800	0,02170	0,775
3200	0,02340	0,797
3600	0,02500	0,827
4000	0,02660	0,860
4400	0,02831	0,896

Скважина работает при постоянном забойном гидродинамическом давлении в 3600 пси. Радиус скважины составляет 0,3 фут. Также скважина характеризуется следующими дополнительными параметрами:

$$k = 65 \text{ мД}, \quad h = 15 \text{ фут}, \quad T = 600^\circ \text{R}$$

$$p_r = 4400 \text{ пси}, \quad r_r = 1000 \text{ фут}$$

Требуется рассчитать расход (дебит) газа в тыс. ст. фут³/сут.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем член $2p/\mu_g Z$ для каждого значения давления, как показано ниже.

p (пси)	μ_g (сП)	Z	$2p/\mu_g Z$ (пси/сП)
0	0,0127	1,000	0
400	0,01286	0,937	66 391
800	0,01390	0,882	130 508
1200	0,01530	0,832	188 537
1600	0,01680	0,794	239 894
2000	0,01840	0,770	282 326
2400	0,02010	0,763	312 983
2800	0,02170	0,775	332 986
3200	0,02340	0,797	343 167
3600	0,02500	0,827	348 247
4000	0,02660	0,860	349 711
4400	0,02831	0,896	346 924

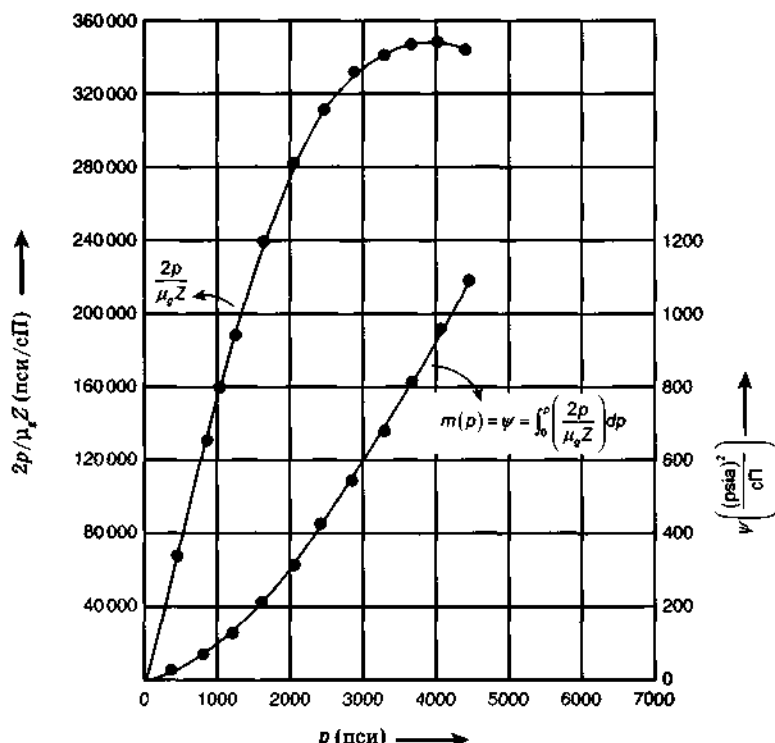


Рис. 1.16. Псевдодавление реального газа для примера 1.7 (по формуле Донохью и Эрекина, Donohue and Erekina, 1982)

Шаг 2. Построим график $2p/\mu_g Z$ от давления, как показано на рис. 1.16.

Шаг 3. Рассчитаем численным методом площадь под кривой для каждого значения p . Эти площади соответствуют псевдодавлению реального газа ψ при каждом давлении. Полученные значения ψ сведены в таблицу ниже. Обратите внимание, что на рисунке также построен график $2p/\mu_g Z$ от p .

Шаг 4. Рассчитаем дебит газа по уравнению 1.2.30:

$$\text{При } p_w = 3600 \text{ пси } \psi_w = 816,0 \cdot 10^6 \frac{\text{пси}^2}{\text{сП}}$$

$$\text{При } p_e = 4400 \text{ пси } \psi_e = 1089,0 \cdot 10^6 \frac{\text{пси}^2}{\text{сП}}$$

$$Q_g = \frac{kh(\psi_e - \psi_w)}{T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} = \frac{(65)(15)(1089 - 816) \cdot 10^6}{(1422)(600) \ln \left(\frac{1000}{0,25} \right)} =$$

$$= 37614 \frac{\text{тыс. ст. футов}^3}{\text{сут.}}$$

Чтобы найти приближенное значение дебита газа, можно аппроксимировать точное значение дебита газа, выраженное в различных формах уравнения Дарси, например формулы 1.2.25–1.2.32, путем вынесения множителя $2p/\mu_g Z$ за знак интеграла как константу. Следует отметить, что произведение $\mu_g Z$ можно принять за константу для давлений менее 2000 пси. Уравнение 1.2.31 можно переписать в следующем виде:

$$Q_g = \frac{kh}{1422T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \int_{p_w}^{p_e} \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp.$$

Вынесем множитель $2p/\mu_g Z$ и проинтегрируем:

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_w^2)}{1422T(\mu_g Z)_{av} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad [1.2.33]$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 k — проницаемость, мД.

Выражение $(\mu_g Z)_{avg}$ можно рассчитать при среднем давлении $\bar{p}$ по следующей формуле:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_w^2 + p_e^2}{2}}.$$

Описанный выше метод аппроксимации называют методом квадратов давлений, и его применение ограничено вычислениями расходов при пластовых давлениях ниже 2000 пси. Другие методы аппроксимации рассмотрены в главе 2.

Пример 1.8. Используя данные, приведенные в примере 1.7, определить дебит газа методом квадратов давлений. Сравнить результаты с данными точного метода (например, решением с использованием функции псевдодавления реального газа).

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем среднеарифметическое значение давления:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_w^2 + p_e^2}{2}} = \sqrt{\frac{(4400)^2 + (3600)^2}{2}} = 4020 \text{ пси.}$$

Шаг 2. Определим вязкость и коэффициент сжимаемости газа при давлении 4020 пси:

$$\mu = 0,0267 \text{ сП.}$$

$$Z = 0,862.$$

Шаг 3. Применим уравнение 1.2.33:

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_w^2)}{1422T(\mu_g Z)_{avg} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} = \frac{(65)(15)((4400)^2 - (3600)^2)}{(1422)(600)(0,0267)(0,862) \ln\left(\frac{1000}{0,25}\right)} = 38314 \frac{\text{тыс. ст. футов}^3}{\text{сут.}}$$

Шаг 4. Результаты свидетельствуют о том, что расчет по методу квадратов давления дает завышенное значение по сравнению с точным решением (точное решение 37 614) при абсолютной погрешности 1,86%. Эта погрешность связана с тем, что применимость метода квадратов давлений ограничена давлениями ниже 2000 пси.

Прямолинейное многофазное течение

При одновременном течении нескольких фаз флюидов через горизонтальную пористую си-

стему в уравнение Дарси необходимо ввести понятие эффективной проницаемости для каждой фазы и связанных физических свойств. В радиальной системе можно применить обобщенное уравнение Дарси к каждому пласту:

$$q_o = 0,001127 \left(\frac{2\pi rhk}{\mu_o} \right) k_o \frac{dp}{dr},$$

$$q_w = 0,001127 \left(\frac{2\pi rhk}{\mu_w} \right) k_w \frac{dp}{dr},$$

$$q_g = 0,001127 \left(\frac{2\pi rhk}{\mu_g} \right) k_g \frac{dp}{dr},$$

где:

k_o, k_w, k_g — эффективная проницаемость по нефти, воде и газу, мД;

μ_o, μ_w, μ_g — вязкость нефти, воды и газа, сП;

q_o, q_w, q_g — расходы нефти, воды и газа, пл. барр./сут.;

k — абсолютная проницаемость, мД.

Эффективная проницаемость может быть выражена в терминах относительной и абсолютной проницаемости следующим образом:

$$k_o = k_{ro} k;$$

$$k_w = k_{rw} k;$$

$$k_g = k_{rg} k.$$

Введя описанные выше понятия в уравнение Дарси и выразив расход для стандартных условий, получим:

$$Q_o = 0,00708 (rkh) \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{dp}{dr}; \quad [1.2.34]$$

$$Q_w = 0,00708 (rkh) \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \frac{dp}{dr}; \quad [1.2.35]$$

$$Q_g = 0,00708 (rkh) \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{dp}{dr}. \quad [1.2.36]$$

где:

Q_o, Q_w — дебит нефти и воды, ст. барр./сут.;

B_o, B_w — объемные коэффициенты нефти и воды в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;

Q_g — дебит газа, ст. фут³/сут.;

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;

k — абсолютная проницаемость, мД.

Объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g равен:

$$B_g = 0,005035 \frac{ZT}{p}.$$

Проинтегрировав уравнения 1.2.34—1.2.36, получим:

нефтяная фаза:

$$Q_o = \frac{0,00708 k k_{rw} h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad [1.2.37]$$

водяная фаза:

$$Q_w = \frac{0,00708 k k_{rw} h (p_e - p_{wf})}{\mu_w B_w \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad [1.2.38]$$

газовая фаза (через потенциал реального газа):

$$Q_g = \frac{k k_{rg} h (\psi_e - \psi_w)}{1422 T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad [1.2.39]$$

газовая фаза (через квадраты давлений):

$$Q_g = \frac{k k_{rg} h (p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422 T (\mu_g Z)_{avg} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad [1.2.40]$$

где:

- Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- k — проницаемость, мД;
- T — температура, °R.

В различных нефтепромысловых расчетах удобно выражать дебит любой из фаз через отношения (или факторы) с другими фазами течения. Двумя важными показателями потоков являются «мгновенный» (текущий) водонефтяной фактор (WOR) и «мгновенный» (текущий) газовый фактор (GOR). Для определения обоих факторов потока можно использовать обобщенное уравнение на основе закона Дарси.

Водонефтяной фактор определяется как отношение расходов воды и нефти. Оба расхода выражаются в баррелях в стандартных условиях в сутки или:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o}.$$

Разделив уравнение 1.2.34 на 1.2.36, получим:

$$WOR = \left(\frac{k_{rw}}{k_{ow}} \right) \left(\frac{\mu_w B_w}{\mu_o B_o} \right), \quad [1.2.41]$$

где WOR — объем флюида.

Мгновенный (текущий) газовый фактор (GOR), выраженный в ст. фут³/ст. барр., опре-

деляется как отношение суммарного расхода газа, т. е. свободного и растворенного, к расходу нефти, или:

$$GOR = \frac{Q_o R_s + Q_g}{Q_o},$$

или:

$$GOR = R_s + \frac{Q_g}{Q_o}, \quad [1.2.42]$$

где:

- GOR — «мгновенный» (текущий) газовый фактор, ст. фут³/ст. барр.;
- R_s — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;
- Q_g — дебит свободного газа, ст. фут³/сут.;
- Q_o — дебит нефти, ст. барр./сут.

Подставив формулы 1.2.34 и 1.2.36 в уравнение 1.2.42, получим:

$$GOR = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ow}} \right) \left(\frac{\mu_w B_o}{\mu_g B_g} \right), \quad [1.2.43]$$

где B_g — объемный коэффициент газа, пл. барр./ст. фут³.

Подробное обсуждение практических применений WOR и GOR см. в последующих главах.

1.2.3. Нестационарное течение

Рассмотрим рис. 1.17(а), на котором показана остановленная скважина, расположенная в центре однородного пласта круговой формы радиусом r_e с одинаковым давлением p_e по всему пласту. Это начальное состояние пласта соответствует времени с нулевой производительностью.

Если скважина фонтанирует с постоянным расходом q , возмущение давления будет передаваться в пласт-коллектор. Давление в стволе скважины, т. е. p_{wf} , будет одновременно падать по мере открытия скважины. Профиль давления будет смещаться от ствола скважины со скоростью, определяемой следующими факторами:

- проницаемость;
- пористость;
- вязкость флюида;
- сжимаемости породы и флюидов.

На рис. 1.17(б) показано, что в момент времени t , профиль давления сместился в пласт на расстояние r_e . Обратите внимание, что радиус смещения давления со временем непрерывно увеличивается. Этот радиус обычно называют радиусом дренирования (возмущения) и обозначают r_{inv} . Также важно отметить, что до тех пор пока радиус дренирования не достигнет границы пласта, т. е. r_e , пласт ведет себя, как бесконечный по размеру. В этот временной интервал пласт рассматривается как бесконеч-

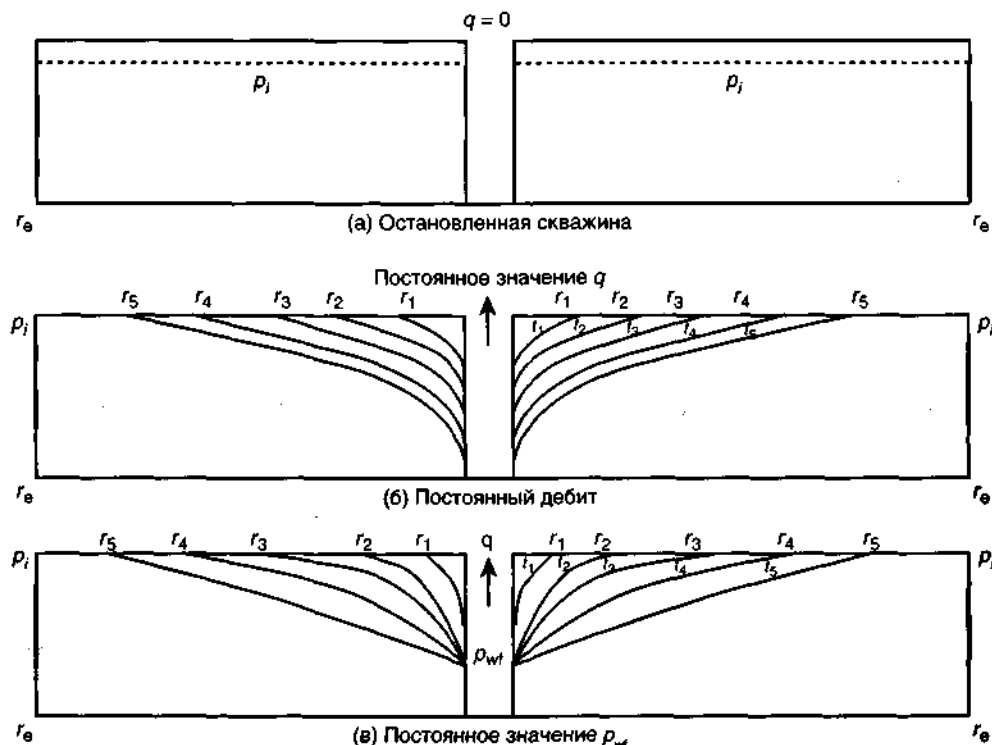


Рис. 1.17. Изменение профиля давления со временем

ный (*infinite acting*), поскольку наружный радиус дренирования r_e может быть математически бесконечным, т. е. $r_e = \infty$. Выкладки, аналогичные вышеприведенным, могут использоваться для описания скважины, работающей при постоянном забойном гидродинамическом давлении. На рис. 1.17(в) схематично показано продвижение радиуса дренирования со временем. В момент времени t_1 профиль давления достигает границы, т. е. $r_{in} = r_e$. Это приводит к изменению характера давления.

Учитывая приведенное выше обсуждение, период переходного (нестационарного) течения определяется как временной интервал, в течение которого граница не влияет на характер давления в пласте, а пласт функционирует, как бесконечный по размеру. На рис. 1.17(б) показано, что переходное (нестационарное) течение возникает в период $0 < t < t_1$ для условия с постоянным расходом и в период $0 < t < t_1$ для условия с постоянным давлением p_w (рис. 1.17(в)).

1.2.4. Основное уравнение переходного (нестационарного) течения

В условиях стационарной фильтрации из внешней границы элемента пористой среды входит

такое же количество жидкости, сколько выходит из нее. В условиях нестационарного течения расход на входе в объемный элемент пористой среды может отличаться от расхода на выходе из этого элемента, и, соответственно, содержание флюида в пористой среде меняется со временем. Таким образом, в дополнение к параметрам, которые определяют стационарное течение, нестационарное течение характеризуют следующие переменные:

- время t ;
- пористость ϕ ;
- суммарная сжимаемость c_r .

Математический вывод уравнения нестационарной фильтрации основан на объединении трех независимых уравнений и заданного набора граничных и начальных условий с получением уравнения нестационарного состояния. Эти уравнения и граничные условия кратко описаны ниже.

Уравнение неразрывности. Уравнение неразрывности по своей сути является уравнением материального баланса, в котором учитывается каждая единица массы полученного, закачанного или оставшегося в пласте флюида.

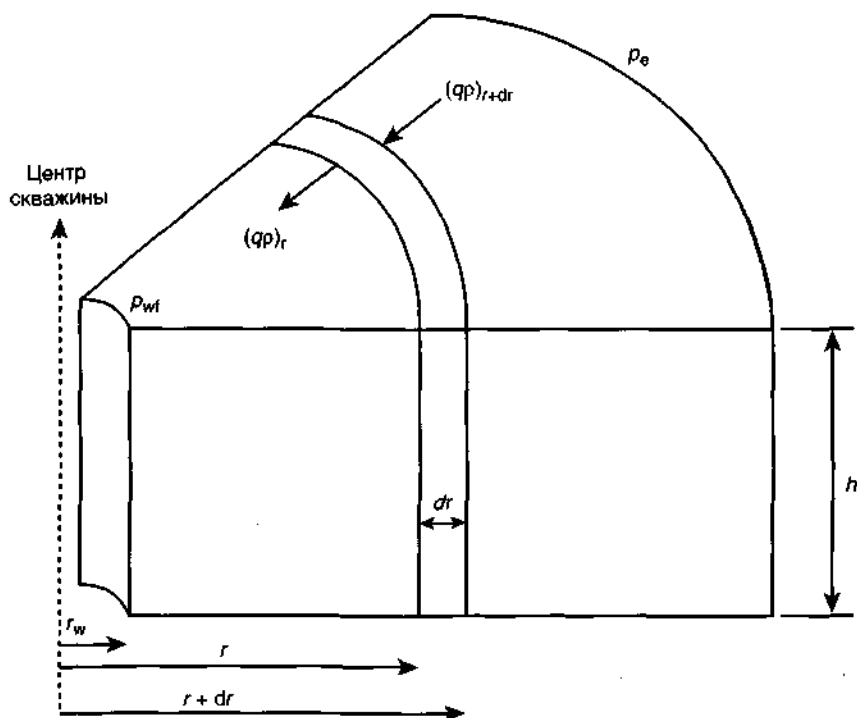


Рис. 1.18. Схема плоскорадиального течения

Уравнение переноса. Комбинация уравнения разрывности с уравнением движения флюида (уравнение переноса) описывает расход флюида на входе в пласт и выходе из него. В целом уравнение переноса представляет собой уравнение Дарси в обобщенной дифференциальной форме.

Уравнение сжимаемости. Вывод уравнения нестационарного состояния, описывающего изменения объема жидкости как функцию давления, основан на уравнении сжимаемости флюида (выраженное в единицах плотности или объема).

Начальные и граничные условия. Для окончательного вывода и решения уравнения нестационарной фильтрации требуются два граничных условия и одно начальное. В качестве граничных условий используются следующие:

- 1) отбор из пласта в ствол скважины осуществляется с постоянной скоростью (дебитом);
- 2) поток через внешнюю границу пласта отсутствует, и пласт ведет себя, как если бы он имел бесконечный размер, т. е. $r_e = \infty$.

Начальное условие просто устанавливает, что в момент начала добычи, т. е. в момент времени $t=0$, давление в каждой точке пласта одинаково.

Рассмотрим элемент потока, показанный на рис. 1.18. Этот элемент шириной dr находится на расстоянии r от центра скважины. Дифференциальный объем пористого элемента составляет dV . В соответствии с принципом составления уравнения материального баланса разность массовых расходов, входящих в элемент и выходящих из него за дифференциальное время Δt , должна быть равной массе, накопленной за этот временной интервал, или:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Масса, входящая} \\ \text{в элемент объема} \\ \text{за время } \Delta t \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Масса, выходящая} \\ \text{из элемента объема} \\ \text{за время } \Delta t \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Скорость} \\ \text{накапливания} \\ \text{массы за время } \Delta t \end{array} \right]. \quad (1.2.44)$$

Отдельные члены уравнения 1.2.44 рассмотрены ниже. Масса, входящая в элемент объема за время Δt . Здесь:

$$\text{масса}_m = \Delta t (A v_p)_{r+dr}, \quad (1.2.45)$$

где:

v — скорость течения флюида, фут/сут.:

ρ — плотность флюида для радиуса $(r+dr)$, фунт/фут³;
 A — площадь для радиуса $(r+dr)$;
 Δt — временной интервал, сут.

Площадь элемента со стороны входа:

$$A_{r+dr} = 2\pi(r+dr)h. \quad [1.2.46]$$

Объединив уравнения 1.2.46 и 1.2.45, получим:

$$\text{масса}_{in} = 2\pi\Delta t(r+dr)h(v\rho)_{r+dr} \quad [1.2.47]$$

Масса, выходящая из элемента объема за время Δt . Применив тот же принцип, что и при определении выходящей массы, получим:

$$\text{масса}_{out} = 2\pi\Delta t r h (v\rho)_r \quad [1.2.48]$$

Суммарная накопленная масса. Объем элемента радиусом r определяется, как:

$$V = \pi r^2 h.$$

Продифференцировав приведенное выше уравнение по r , получим:

$$\frac{dV}{dr} = 2\pi r h$$

или:

$$dV = (2\pi r h) dr. \quad [1.2.49]$$

Подставив выражение для dV , получим:

Общая накопленная масса за время:
 $\Delta t = dV[(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t].$

С учетом 1.2.49 получим:

Общая накопленная масса за время:
 $\Delta t = (2\pi r h) dr [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]. \quad [1.2.50]$

Заменим члены уравнения 1.2.44 рассчитанным соотношением. Тогда:

$$2\pi h(r+dr)\Delta t(\phi\rho)_{r+dr} - 2\pi h r \Delta t(\phi\rho)_r = (2\pi r h) dr [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t].$$

Разделим получившееся выражение на $(2\pi h r) dr$ и после упрощения получим:

$$\frac{1}{r dr} [(r+dr)(v\rho)_{r+dr} - r(v\rho)_r] = \frac{1}{\Delta t} [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t],$$

или:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(v\rho)] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho), \quad [1.2.51]$$

где:

ϕ — пористость;
 ρ — плотность, фунт/фут³;
 v — скорость флюида, фут/сут.

Выражение 1.2.51 называют уравнением неразрывности. Оно описывает принцип сохранения массы в радиальных координатах.

Чтобы связать скорость течения флюида с градиентом давления в элементарном объеме dV , необходимо ввести в уравнение неразрывности уравнение переноса. В принципе, основной закон движения заключен в уравнении Дарси, согласно которому скорость пропорциональна градиенту давления dp/dr . Из уравнения 1.2.13 получим:

$$v = (5,615)(0,001127) \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} = (0,006328) \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}, \quad [1.2.52]$$

где:

k — проницаемость, мД;
 v — скорость, фут/сут.

Объединив уравнение 1.2.52 с уравнением 1.2.51, получим:

$$\frac{0,006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho). \quad [1.2.53]$$

Раскроем правую часть, взяв указанные производные. Это позволит исключить пористость из частной производной в правой части уравнения:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t}. \quad [1.2.54]$$

Пористость связана со сжимаемостью пласта следующей зависимостью:

$$c_t = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}. \quad [1.2.55]$$

Применим цепное правило дифференцирования к выражению $\partial\phi/\partial t$:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t}.$$

Подставим в данное уравнение формулу 1.2.55:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \phi c_t \frac{\partial p}{\partial t}.$$

И наконец, поставив приведенное выше выражение в уравнение 1.2.54, а результат подстановки — в уравнение 1.2.53, получим:

$$\frac{0,006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad [1.2.56]$$

Уравнение 1.2.56 представляет собой дифференциальное уравнение в частных производных, описывающее течение любой жидкости в радиальном направлении через пористую среду. К начальным допущениям добавляется уравнение Дарси, которое подразумевает, что течение ламинарное. Во всем остальном применение уравнения не ограничивается конкретными типами флюидов, и оно в равной степени применимо и для газов, и для жидкостей. Однако при выводе формул, применимых на практике для описания режимов течений сжимаемых и слабо сжимаемых флюидов, эти два типа флюидов следует рассматривать по отдельности. Ниже рассмотрены решения для следующих систем:

- радиальное течение слабосжимаемых флюидов;
- радиальное течение сжимаемых флюидов.

1.2.5. Радиальное течение слабо сжимаемых флюидов

Чтобы упростить уравнение 1.2.56, допустим, что проницаемость и вязкость не зависят от давления, времени и диапазонов расстояний. Тогда получим:

$$\frac{0,006328}{r} \frac{k}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \left(\rho r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \quad [1.2.57]$$

Раскрыв приведенные выше выражения, получим:

$$\begin{aligned} 0,006328 \frac{k}{\mu} \left[\rho \frac{\partial p}{\partial r} + r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \\ = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned}$$

Применим цепное правило к вышеприведенному соотношению:

$$\begin{aligned} 0,006328 \frac{k}{\mu} \left[\rho \frac{\partial p}{\partial r} + r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \\ = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \frac{\partial p}{\partial p} \end{aligned}$$

Разделим выражение выше на плотность флюида ρ :

$$\begin{aligned} 0,006328 \frac{k}{\mu} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] = \\ = \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial p} \right) \end{aligned}$$

Учитывая, что сжимаемость любого флюида связана с его плотностью соотношением:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p},$$

объединим два предыдущих уравнения:

$$0,006328 \frac{k}{\mu} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] = \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi c \frac{\partial p}{\partial t}$$

Выражение $c(\partial p/\partial r)^2$ достаточно мало, поэтому им можно пренебречь. Тогда:

$$0,006328 \frac{k}{\mu} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right] = \phi (c_f + c) \frac{\partial p}{\partial t} \quad [1.2.58]$$

Пусть общая сжимаемость c , равна:

$$c_t = c_f + c \quad [1.2.59]$$

Объединив уравнения 1.2.57 и 1.2.58 и выполнив преобразования, получим:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0,006328 k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad [1.2.60]$$

где время t выражено в сутках.

Уравнение 1.2.60 называют уравнением диффузии, и оно считается одним из наиболее важных и широко используемых математических выражений в технологии нефтегазодобычи. В частности, уравнение используется при анализе данных исследования скважины, где время t обычно переводится в часы. Уравнение можно переписать в следующем виде:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0,0002637 k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad [1.2.61]$$

где:

- k — проницаемость, мД;
- r — положение в радиальной системе, фут;
- p — давление, пси;
- c_t — общая сжимаемость, пси⁻¹;
- t — время, часы;
- ϕ — пористость;
- μ — вязкость, сП.

Если пласт содержит более одного флюида, общую сжимаемость следует рассчитывать, как:

$$c_t = c_{f,S_o} + c_{g,S_g} + c_{w,S_w} \quad [1.2.62]$$

где c_{f,S_o} , c_{g,S_g} и c_{w,S_w} относятся к сжимаемости нефти, воды и газа, соответственно, а S_o , S_g и S_w относятся к относительному насыщению этих флюидов. Обратите внимание, что даже после введения c_t в уравнение 1.2.60 оно осталось не-

применимым к многофазным потокам. Применение с, в уравнении 1.2.61 просто учитывает сжимаемость всех неподвижных флюидов, которые могут содержаться в пласте вместе с подвижными флюидами.

Выражение $0,000264k/\phi\mu c$ называют коэффициентом диффузии (при фильтрации коэффициентом пьезопроводности) и обозначают символом η , т. е.:

$$\eta = \frac{0,0002637k}{\phi\mu c} \quad [1.2.63]$$

Перепишем уравнение диффузии в более удобной форме:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad [1.2.64]$$

Уравнение диффузии, представленное в виде соотношения 1.2.64, в первую очередь, позволяет определить давление как функцию времени t и радиуса r .

Обратите внимание, что в состоянии стационарного течения давление в любой точке пласта остается постоянным и не меняется со временем, т. е. $\partial p/\partial t = 0$, поэтому уравнение 1.2.64 можно упростить:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad [1.2.65]$$

Выражение 1.2.65 называют уравнением Лапласа для стационарного течения.

Пример 1.9. Показать, что представление закона Дарси в радиальных координатах является решением уравнения 1.2.65.

Решение.

Шаг 1. Запишем закон Дарси в формулировке уравнения 1.2.17:

$$p = p_w + \frac{Q_e B_o \mu_o}{0,00708kh} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right).$$

Шаг 2. Для стационарного течения несжимаемого флюида выражение перед логарифмом является постоянным и его можно обозначить как C . Тогда:

$$p = p_w + [C] \ln \left(\frac{r}{r_w} \right).$$

Шаг 3. Запишем вышеприведенное выражение в форме первой и второй производных. Тогда:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = [C] \left(\frac{1}{r} \right),$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = [C] \left(-\frac{1}{r^2} \right).$$

Шаг 4. Подставим две приведенные выше производные в уравнение 1.2.65:

$$C \left(-\frac{1}{r^2} \right) + \left(\frac{1}{r} \right) C \left(\frac{1}{r} \right) = 0.$$

Шаг 5. Результаты шага 4 показывают, что уравнение фильтрации в соответствии с законом Дарси удовлетворяет уравнению 1.2.65 и действительно является решением уравнения Лапласа.

Чтобы получить решение уравнения диффузии (уравнение 1.2.64), необходимо задать начальные условия и два граничных условия. Начальное условие просто устанавливает, что в момент начала добычи давление p_i в каждой точке пласта одинаково. Два граничных условия задаются на внутренней границе скважины и на внешней границе при этом считают, что пласт вел себя, как если бы он имел бесконечный размер, т. е. $r \rightarrow \infty$. На основании граничных условий, наложенных на уравнение 1.2.64, уравнение диффузии имеет два обобщенных решения. Эти решения следующие:

- 1) решение для постоянного граничного давления на скважине;
- 2) решение для постоянного граничного расхода на скважине.

Решение для постоянного граничного давления позволяет получить накопленный расход в любой момент времени для пласта, в котором давление на одной из границ пласта (на скважине) поддерживается постоянным. Эта методика часто используется при расчетах притока воды в газовых и нефтяных пластах.

Решение уравнения диффузии для постоянного граничного расхода определяет изменение давления в различных точках радиальной системы при условии, что на одной из границ радиальной системы, т. е. на забое продуктивной скважины, расход поддерживается постоянным. Существует две широко распространенные формы решения для постоянного граничного расхода:

- 1) решение для функции Ei ;
- 2) решение для безразмерного падения давления p_D .

Решение для постоянного давления на границе пласта

При решении уравнения диффузии с граничным условием постоянного расхода для определенного радиуса (обычно радиуса ствола скважины) расход считается постоянным и определяется профиль давления в области этого радиуса как функция времени и положения. При решении для постоянного давления на границе пласта принимается, что на определенном радиусе давление постоянно, и определяется накопленный расход флюида через заданный радиус (границу).

Решение для постоянного давления широко используется при расчетах притока воды. Подробное описание решения и его практического применения в технологии нефтегазодобычи обсуждается в главе, посвященной притоку воды (глава 5).

Решение для постоянного расхода на границе пласта

Решение для постоянного граничного расхода является неотъемлемой частью большинства методик исследований скважин с изменяемыми условиями, например кривых падения или восстановления давления. Большинство упомянутых методик исследований включают эксплуатацию продуктивной скважины в условиях постоянного дебита и регистрацию гидродинамического давления как функцию времени, т. е. $p(r_w, t)$. Существует две широко распространенные формы решения для постоянного граничного расхода:

- 1) решение с использованием функции Ei ;
- 2) решение для безразмерного падения давления p_D .

Эти две известные формы решения уравнения диффузии обсуждаются ниже.

Решение с использованием функции Ei

Для бесконечного пласта Мэттьюз и Рассел (Matthews and Russell, 1967) предложили следующее решение уравнения диффузии, т. е. уравнения 1.2.55:

$$p(r, t) = p_i + \left[\frac{70,6 Q_0 B_o \mu_o}{kh} \right] Ei \left[\left(- \frac{948 \phi \mu_o c r^2}{kt} \right) \right] \quad [1.2.66]$$

где:

$p(r, t)$ — давление в зависимости от радиуса r и от времени t ;

t — время, часы;

k — проницаемость, мД;

Q_0 — расход, ст. барр./сут.

Математическую функцию Ei называют интегральной показательной функцией, и она выражается как:

$$Ei(-x) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = \left[\ln x - \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2(2!)} - \frac{x^3}{3(3!)} + \dots \right] \quad [1.2.67]$$

Крафт (Craft) и др. (1991) представили значения функции Ei в табличной и графической формах, как показано в табл. 1.1 и на рис. 1.19, соответственно.

Решение для функции Ei , представленное выражением 1.2.66, обычно называют решением для линейного источника. Интегральная показательная функция Ei может быть при-

Таблица 1.1. Значения $-Ei(-x)$ как функция от x (по Craft и др. 1991)

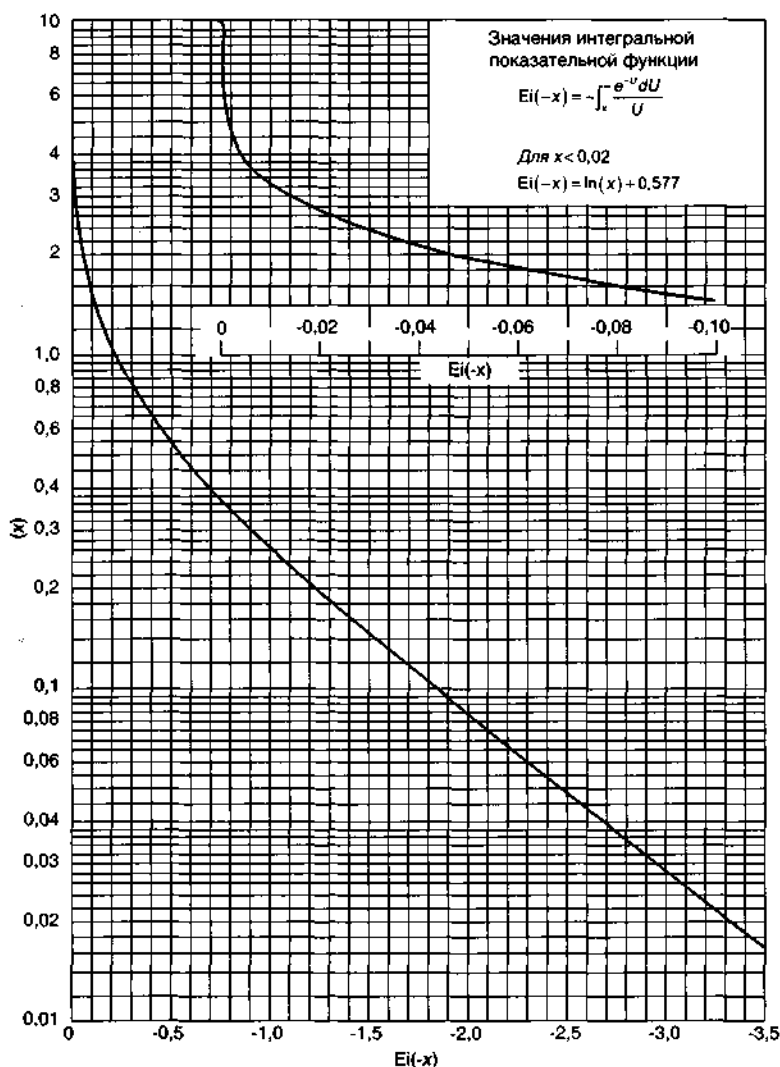
X	$-Ei(-x)$	X	$-Ei(-x)$	X	$-Ei(-x)$
0,1	1,82292	3,5	0,00697	6,9	0,00013
0,2	1,22265	3,6	0,00616	7,0	0,00012
0,3	0,90568	3,7	0,00545	7,1	0,00010
0,4	0,70238	3,8	0,00482	7,2	0,00009
0,5	0,55977	3,9	0,00427	7,3	0,00008
0,6	0,45438	4,0	0,00378	7,4	0,00007
0,7	0,37377	4,1	0,00335	7,5	0,00007
0,8	0,31060	4,2	0,00297	7,6	0,00006
0,9	0,26018	4,3	0,00263	7,7	0,00005
1,0	0,21938	4,4	0,00234	7,8	0,00005
1,1	0,18599	4,5	0,00207	7,9	0,00004
1,2	0,15841	4,6	0,00184	8,0	0,00004
1,3	0,13545	4,7	0,00164	8,1	0,00003
1,4	0,11622	4,8	0,00145	8,2	0,00003
1,5	0,10002	4,9	0,00129	8,3	0,00003
1,6	0,08631	5,0	0,00115	8,4	0,00002
1,7	0,07465	5,1	0,00102	8,5	0,00002
1,8	0,06471	5,2	0,00091	8,6	0,00002
1,9	0,05620	5,3	0,00081	8,7	0,00002
2,0	0,04890	5,4	0,00072	8,8	0,00002
2,1	0,04261	5,5	0,00064	8,9	0,00001
2,2	0,03719	5,6	0,00057	9,0	0,00001
2,3	0,03250	5,7	0,00051	9,1	0,00001
2,4	0,02844	5,8	0,00045	9,2	0,00001
2,5	0,02491	5,9	0,00001	9,3	0,00001
2,6	0,02185	6,0	0,00036	9,4	0,00001
2,7	0,01918	6,1	0,00032	9,5	0,00001
2,8	0,01686	6,2	0,00029	9,6	0,00001
2,9	0,01482	6,3	0,00026	9,7	0,00001
3,0	0,01305	6,4	0,00023	9,8	0,00001
3,1	0,01149	6,5	0,00020	9,9	0,00000
3,2	0,01013	6,6	0,00018	10,0	0,00000
3,3	0,00894	6,7	0,00016		
3,4	0,00789	6,8	0,00014		

ближенно вычислена по следующему уравнению при аргументе меньше 0,01.

$$Ei(-x) = \ln(1,781x), \quad [1.2.68]$$

где x в этом случае выражается как:

$$x = \frac{948 \phi \mu_o c r^2}{kt}$$

Рис. 1.19. Функция Ei (Крафт и др., 1991)

Уравнение 1.2.68 аппроксимирует функцию Ei с погрешностью менее 0,25 %. Для диапазона $0,01 < x < 3,0$ функция Ei может быть также аппроксимирована другим выражением:

$$Ei(-x) = a_1 + a_2 \ln(x) + a_3 [\ln(x)]^2 + a_4 [\ln(x)]^3 + a_5 x + a_6 x^2 + a_7 x^3 + \frac{a_8}{x}, \quad [1.2.69]$$

где коэффициенты a_1 — a_8 принимают следующие значения:

$$\begin{aligned} a_1 &= -0,33153973; & a_2 &= -0,81512322; \\ a_3 &= 5,22123384 \cdot 10^{-2}; & a_4 &= 5,9849819 \cdot 10^{-3}; \\ a_5 &= 0,662318450; & a_6 &= -0,12333524; \\ a_7 &= 1,0832566 \cdot 10^{-2}; & a_8 &= 8,6709776 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Приведенная выше зависимость аппроксимирует значения функции Ei с погрешностью 0,5 %.

Следует отметить, что для $x > 10,9$ в вычислениях, связанных с технологией нефтегазодобычи, функцию Ei можно принять равной нулю.

Пример 1.10. Из скважины добывается нефть с постоянным дебитом 300 ст. барр./сут.

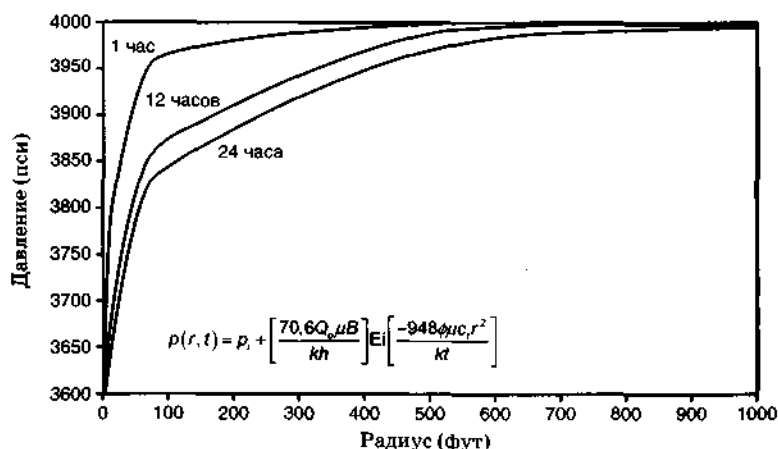


Рис. 1.20. Профиль давления на разных значениях времени

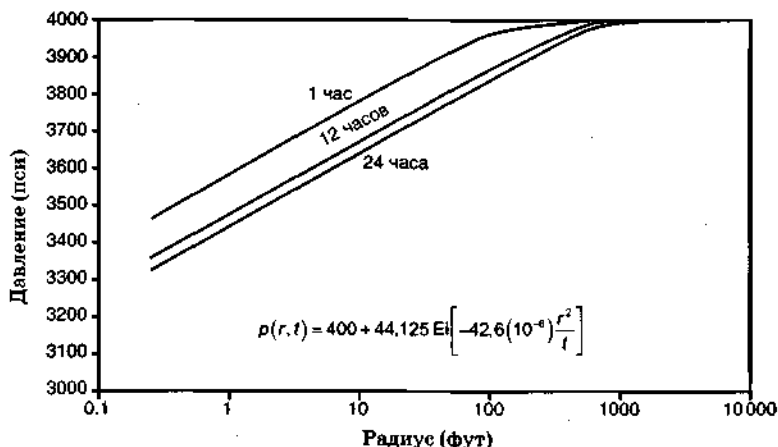


Рис. 1.21. Полулогарифмический график профилей давления от времени

в условиях нестационарного течения. Пласт характеризуется следующими свойствами породы и флюидов:

$$B_o = 1.25 \frac{\text{пл. барр.}}{\text{ст. барр.}}; \mu_o = 1.5 \text{ сП}; c_i = 12 \cdot 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$k = 65 \text{ мД}; h = 15 \text{ фут}; p_i = 4000 \text{ пси}; \phi = 15\%; r_w = 0.25 \text{ фут}.$$

- 1) Требуется рассчитать давление для радиусов 0,25, 5, 10, 50, 100, 500, 1000, 1500, 2000 и 2500 фут [0,076, 1,52, 3,05, 15,2, 30,5, 152, 305, 475, 610 и 762 м] через 1 час. Результаты представить в виде графиков:

- давления от логарифма радиуса;
- давления от радиуса.

- 2) Повторить расчет соответственно для времени $t = 12$ часов и $t = 24$ часа. Представить результат в виде графика давления от логарифма радиуса.

Решение.

Шаг 1. Из уравнения 1.2.66 получим:

$$p(r,t) = p_i + \frac{70.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} Ei \left(-\frac{948 \phi \mu c_i r^2}{kt} \right) =$$

$$= 4000 + \frac{(70.6)(300)(1.25)(1.5)}{(60)(15)} \times$$

$$\times Ei \left(-\frac{(948)(1.5)(1.5)(12 \cdot 10^{-6})}{(60)t} \right) =$$

$$= 4000 + 44,125 Ei \left(-42,6 \cdot 10^{-6} \frac{r^2}{t} \right).$$

Шаг 2. Выполним требуемые вычисления для времени 1 час и представим результаты в табличной форме:

r (фут)	$x = (-42,6 \times 10^{-6}) r^2 / t$	$Ei(-x)$	$p(r, 12) = 4000 + 44,125 Ei(-x)$
0,25	$-2,6625 \times 10^{-6}$	-12,26 ^a	3459
5	-0,001065	-6,27 ^a	3723
10	-0,00426	-4,88 ^a	3785
50	-0,1065	-1,76 ^b	3922
100	-0,4260	-0,75 ^b	3967
500	-10,65	0	4000
1000	-42,60	0	4000
1500	-95,85	0	4000
2000	-175,40	0	4000
2500	-266,25	0	4000

^a Из уравнения 1.2.17.

^b Из рис. 1.19.

Шаг 3. Представим результаты вычислений в графической форме, как показано на рис. 1.20 и 1.21.

Шаг 4. Повторим вычисления для $t = 12$ часов и $t = 24$ часа, как показано ниже в таблицах.

r (фут)	$x = (42,6 \times 10^{-6}) r^2 / 12$	$Ei(-x)$	$p(r, 12) = 4000 + 44,125 Ei(-x)$
0,25	$0,222 \times 10^{-6}$	-14,74 ^a	3350
5	$88,75 \times 10^{-6}$	-8,75 ^a	3614
10	$355,0 \times 10^{-6}$	-7,37 ^a	3675
50	0,0089	-4,14 ^a	3817
100	0,0355	-2,81 ^b	3876
500	0,888	-0,269	3988
1000	3,55	-0,0069	4000
1500	7,99	$-3,77 \times 10^{-3}$	4000
2000	14,62	0	4000
2500	208,3	0	4000

^a Из уравнения 1.2.17.

^b Из рис. 1.19.

r (фут)	$x = (-42,6 \times 10^{-6}) r^2 / 24$	$Ei(-x)$	$p(r, 24) = 4000 + 44,125 Ei(-x)$
0,25	$-0,111 \times 10^{-6}$	-15,44 ^a	3319
5	$-44,38 \times 10^{-6}$	-9,45 ^a	3583
10	$-177,5 \times 10^{-6}$	-8,06 ^a	3644

50	-0,0045	-4,83 ^a	3787
100	-0,0178	-8,458 ^b	3847
500	-0,444	-0,640	3972
1000	-1,775	-0,067	3997
1500	-3,995	-0,0427	3998
2000	-7,310	$8,24 \times 10^{-6}$	4000
2500	-104,15	0	4000

^a Из уравнения 1.2.17.

^b Из рис. 1.19.

Шаг 5. Результаты шага 4 в графической форме показаны на рис. 1.21.

Как видно из рис. 1.21, профиль давления смещается в радиальном направлении от ствола скважины, граница пласта и ее конфигурация не влияют на изменение давления, что позволяет дать переходному течению (первой фазе неустановившейся фильтрации) следующее определение: переходное течение (первая фаза неустановившейся фильтрации) — временной интервал, при котором граница не влияет на изменение профиля давления, а скважина ведет себя, как если бы она находилась в бесконечном по размеру пласте.

Пример 1.10 показывает, что падение давления осуществляется в основном вблизи ствола скважины, соответственно, условия в этой области оказывают наибольшее влияние на характер течения. На рис. 1.21 видно, что профиль давления и радиус дренирования непрерывно изменяются с течением времени. Также важно отметить, что дебит скважины не влияет на скорость или расстояние изменения профиля давления, поскольку функция Ei не зависит от расхода.

Если параметр x функции Ei меньше 0,01 в выражении 1.2.66, можно использовать логарифмическую аппроксимацию функции Ei , представленную уравнением 1.2.68. Тогда:

$$p(r, t) = p_i - \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_r r^2} \right) - 3,23 \right]. \quad [1.2.70]$$

Расчеты по приведенным формулам, главным образом, используются для определения характера забойного гидродинамического давления у ствола скважины, т. е. при $r=r_w$. Подставив в уравнение 1.2.70 $r=r_w$, получим:

$$p_{wf}(r, t) = p_i - \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) - 3,23 \right], \quad [1.2.71]$$

где:

k — проницаемость, мД;

t — время, часы;

c_r — общая сжимаемость, псг⁻¹.

Следует отметить, что уравнения 1.2.70 и 1.2.71 можно использовать, только когда «время добегания» стока t превышает предельное значение, определяемое следующим ограничением:

$$t > 9,48 \times 10^4 \frac{\phi \mu c_r^2}{k} \quad [1.2.72]$$

где:

k — проницаемость, мД;

t — время, часы.

Обратите внимание, что при эксплуатации скважины в условиях нестационарного (переходного) течения и постоянного расхода выражение 1.2.71 можно представить в виде уравнения прямой линии:

$$p_{wf}(r, t) = p_i - \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_r^2}\right) - 3,23 \right];$$

или:

$$p_{wf} = a + m \cdot \log(t).$$

Из приведенного выше уравнения видно, что полулогарифмический график p_{wf} от t представляет собой прямую линию, пересекающую ось ординат в точке a и имеющую наклон m :

$$a = p_i - \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu c_r^2}\right) - 3,23 \right];$$

$$m = \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh}.$$

Пример 1.11. Взяв за основу данные из примера 1.10, рассчитать забойное гидродинамическое давление через 10 часов после начала эксплуатации.

Решение.

Шаг 1. Уравнение 1.2.71 можно использовать для расчета p_{wf} при значениях времени, превышающих предельное значение, определяемое уравнением 1.2.72, или:

$$t > 9,48 \times 10^4 \frac{\phi \mu c_r^2}{k} =$$

$$= \frac{(9,48 \times 10^4)(0,15)(1,5)(12 \times 10^{-6})(0,25)^2}{60} =$$

$$= 0,000267 \text{ часов} = 0,153 \text{ секунд.}$$

Для всех практических применений с целью определения забойного гидродинамического

давления в любой момент времени можно использовать уравнение 1.2.71.

Шаг 2. Поскольку заданное время в 10 часов превышает 0,000267 часов, значение p_{wf} можно рассчитать по формуле 1.2.71:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_r^2}\right) - 3,23 \right] =$$

$$= 4000 - \frac{(162,6)(300)(1,25)(1,5)}{(60)(15)} \times$$

$$\times \left[\log\left(\frac{(60)(10)}{(0,15)(1,5)(12 \times 10^{-6})(0,25)^2}\right) - 3,23 \right] =$$

$$= 3353 \text{ пси.}$$

Вторая форма решения уравнения диффузии называется решением для безразмерного падения давления и рассматривается ниже.

Решение для безразмерного падения давления p_D

Чтобы ввести понятие решения для безразмерного падения давления, рассмотрим для примера уравнение притока в радиальной форме на основе закона Дарси, представленное выше формулой 1.2.15.

$$Q_o = \frac{0,00708 kh (p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} = \frac{kh (p_i - p_{wf})}{141,2 \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}.$$

Преобразовав приведенные выше выражения, получим:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{\left(\frac{141,2 \mu_o B_o Q_o}{kh}\right)} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right). \quad [1.2.73]$$

Очевидно, что правая часть приведенного выше уравнения безразмерна и, соответственно, левая часть также должна быть безразмерной. Поскольку левая часть безразмерна, а $p_i - p_{wf}$ выражается в пси, член $\mu_o B_o Q_o / 0,00708 kh$ также выражается в единицах давления. В действительности любая разность давлений, деленная на выражение $\mu_o B_o Q_o / 0,00708 kh$, представляет собой безразмерное давление. Таким образом, уравнение 1.2.73 можно записать в безразмерной форме:

$$p_D = \ln(r_{D,D}),$$

где:

$$p_D = \frac{p_i - p_{wf}}{\left(\frac{141,2 \mu_o B_o Q_o}{kh}\right)};$$

$$r_{cd} = \frac{r_c}{r_w}$$

Понятие безразмерного падения давления можно расширить на описание изменений давления для условий нестационарного течения, когда давление является функцией времени и радиуса:

$$p = p(r, t).$$

Итак, безразмерное давление для условий нестационарного течения определяется как:

$$p_D = \frac{p_c - p(r, t)}{\left(\frac{141,2 \mu_o B_o Q_o}{kh} \right)} \quad [1.2.74]$$

Поскольку давление $p = p(r, t)$, выраженное в безразмерной форме, изменяется в зависимости от времени и положения, его традиционно представляют как функцию безразмерного времени t_D и радиуса r_D , как показано ниже:

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu c_p r_w^2} \quad [1.2.75a]$$

Другая общеприменимая форма безразмерного времени t_D основывается на общей площади дренирования:

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu c_p A} = t_A \left(\frac{r_w^2}{A} \right); \quad [1.2.75b]$$

$$r_D = \frac{r}{r_w}; \quad [1.2.76]$$

и:

$$r_{cd} = \frac{r_c}{r_w}, \quad [1.2.77]$$

где:

- p_D — безразмерное падение давления;
- r_{cd} — безразмерный радиус внешней границы;
- t_D — безразмерное время на основании радиуса ствола скважины r_w ;
- t_{DA} — безразмерное время на основании площади дренирования скважины A ;
- A — площадь дренирования скважины, т. е. μr^2 , фут²;
- r_D — безразмерный радиус;
- t — время, часы;
- $p(r, t)$ — давление при радиусе r и времени t ;
- k — проницаемость, мД;
- μ — вязкость, сП.

Приведенные выше безразмерные группы (т. е. p_D , t_D и r_D) можно подставить в уравнение

диффузии (формулу 1.2.64), чтобы преобразовать уравнение в следующую безразмерную форму:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t} \quad [1.2.78]$$

Ван Эвердинген и Харст (Van Everdingen и Hurst, 1949) предложили аналитическое решение приведенного выше уравнения, сделав следующие допущения:

- идеальная радиальная пластовая система;
- продуктивная скважина находится в центра пласта, и добыча осуществляется с постоянной производительностью Q ;
- перед началом добычи пластовое давление одинаково и равно p ;
- через радиус внешней границы r_c поток отсутствует.

Эвердинген и Харст представили решение уравнения 1.2.77 в форме бесконечного ряда экспоненциальных членов и функций Бесселя. Авторы выполнили расчеты для нескольких значений r_{cd} в широком диапазоне значений t_D и представили решение в виде падения безразмерного давления p_D как функцию безразмерного радиуса r_D и безразмерного времени t_D . Чатас (Chatas, 1953) и Ли (Lee, 1982) представили эти решения в удобной табличной форме для следующих двух случаев:

- 1) бесконечный пласт $r_{cd} = \infty$;
- 2) конечный радиальный пласт.

Бесконечный пласт

Для случая бесконечного пласта, т. е. $r_{cd} = \infty$, решение уравнения 1.2.78 представляется в виде зависимости падения безразмерного давления p_D только от безразмерного времени t_D или:

$$p_D = f(t_D).$$

Чатас и Ли свели в таблицу значения p_D для бесконечного пласта, как показано в табл. 1.2. Для аппроксимации этих табличных значений p_D можно использовать следующие математические выражения.

Для $t_D < 0,01$:

$$p_D = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \quad [1.2.79]$$

Для $t_D > 100$:

$$p_D = 0,5[\ln(t_D) + 0,80907]. \quad [1.2.80]$$

Для $0,02 < t_D \leq 1000$:

$$p_D = a_1 + a_2 \ln(t_D) + a_3 [\ln(t_D)]^2 + a_4 [\ln(t_D)]^3 +$$

Таблица 1.2. Зависимость p_D от t_D — бесконечная радиальная система с постоянным расходом на внутренней границе (Lee, J., *Well Testing, SPE Textbook Series, permission to publish by the SPE, copyright SPE, 1982*)

t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D
0	0	0,15	0,3750	60,0	2,4758
0,0005	0,0250	0,2	0,4241	70,0	2,5501
0,001	0,0352	0,3	0,5024	80,0	2,6147
0,002	0,0495	0,4	0,5645	90,0	2,6718
0,003	0,0603	0,5	0,6167	100,0	2,7233
0,004	0,0694	0,6	0,6622	150,0	2,9212
0,005	0,0774	0,7	0,7024	200,0	3,0636
0,006	0,0845	0,8	0,7387	250,0	3,1726
0,007	0,0911	0,9	0,7716	300,0	3,2630
0,008	0,0971	1,0	0,8019	350,0	3,3394
0,009	0,1028	1,2	0,8672	400,0	3,4057
0,01	0,1081	1,4	0,9160	450,0	3,4641
0,015	0,1312	2,0	1,0195	500,0	3,5164
0,02	0,1503	3,0	1,1665	550,0	3,5643
0,025	0,1669	4,0	1,2750	600,0	3,6076
0,03	0,1818	5,0	1,3625	650,0	3,6476
0,04	0,2077	6,0	1,4362	700,0	3,6842
0,05	0,2301	7,0	1,4997	750,0	3,7184
0,06	0,2500	8,0	1,5557	800,0	3,7505
0,07	0,2680	9,0	1,6057	850,0	3,7805
0,08	0,2845	10,0	1,6509	900,0	3,8088
0,09	0,2999	15,0	1,8294	950,0	3,8355
0,1	0,3144	20,0	1,9601	1000,0	3,8584
		30,0	2,1470		
		40,0	2,2824		
		50,0	2,3884		

$$+a_5 t_D + a_6 (t_D)^2 + a_7 (t_D)^3 + \frac{a_8}{t_D}, \quad [1.2.81]$$

где коэффициенты в приведенных выше уравнениях имеют следующие значения:

$$\begin{aligned} a_1 &= 0,8085064; & a_2 &= 0,29302022; \\ a_3 &= 3,5264177 \cdot 10^{-2}; & a_4 &= -1,4036304 \cdot 10^{-3}; \\ a_5 &= -4,7722225 \cdot 10^{-4}; & a_6 &= 5,1240532 \cdot 10^{-7}; \\ a_7 &= -2,3033017 \cdot 10^{-10}; & a_8 &= -2,6723117 \cdot 10^{-3}. \end{aligned}$$

Конечный радиальный пласт

Для радиального пласта конечных размеров решение уравнения 1.2.78 является функцией безразмерного времени t_D и безразмерного радиуса r_{eD} , или:

$$p_D = f(t_D, r_{eD}),$$

где:

$$r_{eD} = \frac{\text{внешний радиус}}{\text{радиус ствола скважины}} = \frac{r_e}{r_w}. \quad [1.2.82]$$

В табл. 1.3 представлены значения p_D как функции t_D для $1,5 < r_{eD} < 10$. Необходимо отметить, что ван Эвердинген и Харст (van Everdingen и Hurst), по сути, применили решение функции p_D к модели расчета притока воды в нефтяные пласты. Так, радиус ствола скважины r_w у авторов являлся радиусом внешней границы продуктивной зоны пласта, а r_e являлся, по сути, радиусом внешней границы водоносного горизонта. Таким образом, представленные в табл. 1.3 значения r_{eD} могут практически использоваться для данной цели.

Рассмотрим решение функции Ei применительно к уравнениям диффузии, представленным формулой 1.2.66:

$$p(r, t) = p_i + \frac{70Q_e B_o \mu_o}{kh} Ei \left(-\frac{948 \phi \mu_c r^2}{kt} \right).$$

Эту зависимость можно выразить в безразмерной форме, преобразовав выражение следующим образом:

$$\left(\frac{p_i - p(r, t)}{\frac{141,2 Q_e B_o \mu_o}{kh}} \right) = \frac{1}{2} Ei \left[-\frac{\left(\frac{r}{r_w} \right)^2}{4 \left(\frac{0,0002637 kt}{\phi \mu_c r_w^2} \right)} \right]$$

С учетом определения безразмерных переменных, представленных в уравнениях 1.2.74—1.2.77, т. е. p_D , t_D и r_{eD} , выразим это соотношение в терминах этих безразмерных переменных:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_{eD}^2}{4 t_D} \right). \quad [1.2.83]$$

Чатас (Chatas, 1953) предложил следующую математическую формулу для расчета p_D при $25 < t_D$ и $0,25 r_{eD}^2 < t_D$:

$$p_D = \frac{0,5 + 2 t_D}{r_{eD}^2 - 1} - \frac{r_{eD}^2 [3 - 4 \ln(r_{eD})] - 2 r_{eD}^2 - 1}{4 (r_{eD}^2 - 1)^2}.$$

Рассмотрим два частных случая приведенного выше уравнения: когда $r_{eD}^2 \approx 1$ или $t_D / r_{eD}^2 > 25$:

Если $r_{eD}^2 \approx 1$, то:

$$p_D = \frac{2 t_D}{r_{eD}^2} + \ln(r_{eD}) - 0,75.$$

Если $\frac{t_p}{r_{cd}^2} > 0,25$, то:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_p}{r_{cd}^2} \right) + 0,80907 \right]. \quad [1.2.84]$$

Процедура вычислений с использованием функции p_D для определения изменений забойного гидродинамического давления в период первой фазы неустановившейся фильтрации, т. е. когда пласт ведет себя как бесконечный, сводится к следующим шагам:

Шаг 1. Рассчитаем безразмерное время t_D по уравнению 1.2.75:

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu c_r r_w^2}.$$

Шаг 2. Определим безразмерный радиус r_{cD} . Обратите внимание, что для бесконечного пласта безразмерный радиус $r_{cD} = \infty$.

Шаг 3. На основе расчетного значения t_D определим соответствующую функцию p_D по применимым таблицам или уравнениям, т. е. уравнению 1.2.80 или 1.2.84:

Для бесконечного пласта:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln(t_D) + 0,80907 \right].$$

Для пласта конечных размеров:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{r_{cD}^2} \right) + 0,80907 \right].$$

Шаг 4. Решим уравнение 1.2.74 относительно давления:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{141,2Q_o B_o \mu_o}{kh} p_D. \quad [1.2.85]$$

Пример 1.12. Из скважины добывается нефть с постоянной производительностью 300 ст. барр./сут. в условиях нестационарного течения. Пласт характеризуется следующими свойствами породы и флюидов (см. пример 1.10):

$B_o = 1,25$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o = 1,5$ сП; $c_i = 12 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$;

$k = 60$ мД; $h = 15$ фут; $p_i = 4000$ пси;
 $\phi = 15\%$; $r_w = 0,25$ фут.

Для случая бесконечного пласта, т. е. $r_{cD} = \infty$, рассчитать забойное гидродинамическое давление через 1 час добычи, руководствуясь методикой безразмерного давления.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем безразмерное время t_D по уравнению 1.2.75:

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu c_r r_w^2} = \frac{(0,0002637)(60)(1)}{(0,15)(1,5)(12 \cdot 10^{-6})(0,25)^2} = 93\,866,67.$$

Шаг 2. Поскольку $t_D > 100$, рассчитаем функцию безразмерного падения давления по формуле 1.2.80:

$$p_D = 0,5[\ln(t_D) + 0,80907] = 0,5[\ln(93\,866,67) + 0,80907] = 6,1294.$$

Шаг 3. Рассчитаем забойное гидродинамическое давление через 1 час добычи по формуле 1.2.85:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{141,2Q_o B_o \mu_o}{kh} p_D.$$

$$p(0,25,1) = 4000 - \frac{(141,2)(300)(1,25)(1,5)}{(60)(15)} \times (6,1294) = 3459 \text{ пси.}$$

Из этого примера видно, что решение, полученное методом функции p_D , идентично решению с применением функции Ei . Основное различие между этими двумя формулами заключается в том, что функция p_D может использоваться для расчета давления в радиусе r , только когда расход (дебит) Q известен и является величиной постоянной. В этом случае применение функции p_D ограничено, по сути, радиусом ствола скважины, поскольку расход (дебит) обычно известен. С другой стороны, методика расчета с помощью функции Ei может использоваться для определения пластового давления в любом радиусе на основе дебита скважины Q .

Необходимо отметить, что для бесконечного пласта с $t_D > 100$ функция p_D связана с функцией Ei следующим соотношением:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{1}{4t_D} \right). \quad [1.2.86]$$

Предыдущий пример, т. е. пример 1.12, не имеет важного практического применения, но в нем показана физическая значимость методики решения с использованием функции p_D . При испытаниях в режиме переходного течения забойное гидродинамическое давление обычно определяется как функция времени. Поэтому методика безразмерного падения давления может использоваться для определения одной или нескольких характеристик пласта, например k или kh , как рассматривается ниже в данной главе.

Таблица 1.3. Зависимость P_D от t_D — конечная радиальная система с постоянным расходом на внутренней границе (Lee, J., Well Testing, SPE Textbook Series, permission to publish by the SPE, copyright SPE, 1982)

t_D	$r_{eD}=1,5$			$r_{eD}=2,0$			$r_{eD}=2,5$			$r_{eD}=3,0$			$r_{eD}=3,5$			$r_{eD}=4,0$		
	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D
0,06	0,251	0,22	0,443	0,40	0,565	0,52	0,627	1,0	0,802	1,5	0,927							
0,08	0,288	0,24	0,459	0,42	0,576	0,54	0,636	1,1	0,830	1,6	0,948							
0,10	0,322	0,26	0,476	0,44	0,587	0,56	0,645	1,2	0,857	1,7	0,968							
0,12	0,355	0,28	0,492	0,46	0,598	0,60	0,662	1,3	0,882	1,8	0,988							
0,14	0,387	0,30	0,507	0,48	0,608	0,65	0,683	1,4	0,906	1,9	1,007							
0,16	0,420	0,32	0,522	0,50	0,618	0,70	0,703	1,5	0,929	2,0	1,025							
0,18	0,452	0,34	0,536	0,52	0,628	0,75	0,721	1,6	0,951	2,2	1,059							
0,20	0,484	0,36	0,551	0,54	0,638	0,80	0,740	1,7	0,973	2,4	1,092							
0,22	0,516	0,38	0,565	0,56	0,647	0,85	0,758	1,8	0,994	2,6	1,123							
0,24	0,548	0,40	0,579	0,58	0,657	0,90	0,776	1,9	1,014	2,8	1,154							
0,26	0,580	0,42	0,593	0,60	0,666	0,95	0,791	2,0	1,034	3,0	1,184							
0,28	0,612	0,44	0,607	0,65	0,688	1,0	0,806	2,25	1,083	3,5	1,255							
0,30	0,644	0,46	0,621	0,70	0,710	1,2	0,865	2,50	1,130	4,0	1,324							
0,35	0,724	0,48	0,634	0,75	0,731	1,4	0,920	2,75	1,176	4,5	1,392							
0,40	0,804	0,50	0,648	0,80	0,752	1,6	0,973	3,0	1,221	5,0	1,460							
0,45	0,884	0,60	0,715	0,75	0,772	2,0	1,076	4,0	1,401	5,5	1,527							
0,50	0,964	0,70	0,782	0,90	0,792	3,0	1,328	5,0	1,579	6,0	1,594							
0,55	1,044	0,80	0,849	0,95	0,812	4,0	1,578	6,0	1,757	6,5	1,660							
0,60	1,124	0,90	0,915	1,0	0,832	5,0	1,828			7,0	1,727							
0,65	1,204	1,0	0,982	2,0	1,215					8,0	1,861							
0,70	1,284	2,0	1,649	3,0	1,506					9,0	1,994							
0,75	1,364	3,0	2,316	4,0	1,977					10,0	2,127							
0,80	1,444	5,0	3,649	5,0	2,398													

(продолжение на следующей странице)

Таблица 1.3. Зависимость P_o от t_o — конечная радиальная система с постоянным расходом на внутренней границе (Lee, J., Well Testing, SPE Textbook Series, permission to publish by the SPE, copyright SPE, 1982) (продолжение)

$r_{co}=4,5$			$r_{co}=5,0$			$r_{co}=6,0$			$r_{co}=7,0$			$r_{co}=8,0$			$r_{co}=9,0$			$r_{co}=10,0$		
t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	
2,0	1,023	3,0	1,167	4,0	1,275	6,0	1,436	8,0	1,556	10,0	1,651	12,0	1,732	12,0	1,732					
2,1	1,040	3,1	1,180	4,5	1,322	6,5	1,470	8,5	1,582	10,5	1,673	12,5	1,750	12,5	1,750					
2,2	1,056	3,2	1,192	5,0	1,364	7,0	1,501	9,0	1,607	11,0	1,693	13,0	1,768	13,0	1,768					
2,3	1,072	3,3	1,204	5,5	1,404	7,5	1,531	9,5	1,631	11,5	1,713	13,5	1,784	13,5	1,784					
2,4	1,087	3,4	1,215	6,0	1,441	8,0	1,559	10,0	1,663	12,0	1,732	14,0	1,801	14,0	1,801					
2,5	1,102	3,5	1,227	6,5	1,477	8,5	1,586	10,5	1,675	12,5	1,750	14,5	1,817	14,5	1,817					
2,6	1,116	3,6	1,238	7,0	1,511	9,0	1,613	11,0	1,697	13,0	1,768	15,0	1,832	15,0	1,832					
2,7	1,130	3,7	1,249	7,5	1,544	9,5	1,638	11,5	1,717	13,5	1,786	15,5	1,847	15,5	1,847					
2,8	1,144	3,8	1,259	8,0	1,576	10,0	1,663	12,0	1,737	14,0	1,803	16,0	1,862	16,0	1,862					
2,9	1,158	3,9	1,270	8,5	1,607	11,0	1,711	12,5	1,757	14,5	1,819	17,0	1,890	17,0	1,890					
3,0	1,171	4,0	1,281	9,0	1,638	12,0	1,757	13,0	1,776	15,0	1,835	18,0	1,917	18,0	1,917					
3,2	1,197	4,2	1,301	9,5	1,668	13,0	1,810	13,5	1,795	15,5	1,851	19,0	1,943	19,0	1,943					
3,4	1,222	4,4	1,321	10,0	1,698	14,0	1,845	14,0	1,813	16,0	1,867	20,0	1,968	20,0	1,968					
3,6	1,246	4,6	1,340	11,0	1,757	15,0	1,888	14,5	1,831	17,0	1,897	22,0	2,017	22,0	2,017					
3,8	1,269	4,8	1,360	12,0	1,815	16,0	1,931	15,0	1,849	18,0	1,926	24,0	2,063	24,0	2,063					
4,0	1,292	5,0	1,378	13,0	1,873	17,0	1,974	17,0	1,919	19,0	1,955	26,0	2,108	26,0	2,108					
4,5	1,349	5,5	1,424	14,0	1,931	18,0	2,016	19,0	1,986	20,0	1,983	28,0	2,151	28,0	2,151					
5,0	1,403	6,0	1,469	15,0	1,988	19,0	2,058	21,0	2,051	22,0	2,037	30,0	2,194	30,0	2,194					
5,5	1,457	6,5	1,513	16,0	2,045	20,0	2,100	23,0	2,116	24,0	2,096	32,0	2,236	32,0	2,236					
6,0	1,510	7,0	1,556	17,0	2,103	22,0	2,184	25,0	2,180	26,0	2,142	34,0	2,278	34,0	2,278					
7,0	1,615	7,5	1,598	18,0	2,160	24,0	2,267	30,0	2,340	28,0	2,193	36,0	2,319	36,0	2,319					
8,0	1,719	8,0	1,641	19,0	2,217	26,0	2,351	35,0	2,499	30,0	2,244	38,0	2,360	38,0	2,360					

$r_{cD}=4,5$			$r_{cD}=5,0$			$r_{cD}=6,0$			$r_{cD}=7,0$			$r_{cD}=8,0$			$r_{cD}=9,0$			$r_{cD}=10,0$		
t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D	P_D	t_D
9,0	1,823	9,0	1,725	20,0	2,274	28,0	2,434	40,0	2,658	34,0	2,845	40,0	2,845	40,0	2,845	40,0	2,845	40,0	2,845	40,0
10,0	1,927	10,0	1,808	25,0	2,560	30,0	2,517	45,0	2,817	38,0	2,446	50,0	2,446	50,0	2,446	50,0	2,446	50,0	2,446	50,0
11,0	2,031	11,0	1,892	30,0	2,846					40,0	2,496	60,0	2,496	60,0	2,496	60,0	2,496	60,0	2,496	60,0
12,0	2,135	12,0	1,975							45,0	2,621	70,0	2,621	70,0	2,621	70,0	2,621	70,0	2,621	70,0
13,0	2,239	13,0	2,059							50,0	2,746	80,0	2,746	80,0	2,746	80,0	2,746	80,0	2,746	80,0
14,0	2,343	14,0	2,142							60,0	2,996	90,0	2,996	90,0	2,996	90,0	2,996	90,0	2,996	90,0
15,0	2,447	15,0	2,225							70,0	3,246	100,0	3,246	100,0	3,246	100,0	3,246	100,0	3,246	100,0

Примечания. Для t_D меньших, чем перечисленные в таблице значения, и для данного r_{cD} пласт можно считать бесконечным. Найдите P_D в табл. 1.2.

Для $25 < t_D$ и t_D больших, чем значения в таблице:

$$P_D = \left(\frac{1}{2} + \frac{2t_D}{r_{cD}^2} \right) - \frac{3r_{cD}^4 - 4r_{cD}^2 \ln r_{cD} - 2r_{cD}^2 - 1}{4(r_{cD}^2 - 1)}.$$

Для скважин во вспущенных пластах с $R_{cD}^2 \ll 1$:

$$P_D = \frac{2t_D}{r_{cD}^2} + \ln r_{cD} - \frac{3}{4}.$$

12.6. Радиальное течение сжимаемых флюидов (газов)

Вязкость и плотность газа в значительной степени зависят от давления, и, следовательно, допущения уравнения 1.2.64 не выполняются для газовых систем, т. е. сжимаемых флюидов. Чтобы правильно вывести математическую функцию для описания потока сжимаемого флюида в пласте, необходимо дополнительно рассмотреть два следующих уравнения состояния газа:

Уравнение плотности газа:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT}.$$

Уравнение сжимаемости газа:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp}.$$

Подставив два приведенных выше основных уравнения состояния газа в уравнение 1.2.56, получим:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{p}{\mu Z} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_g}{0,000264 k} \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad [1.2.87]$$

где:

t — время, часы;

k — проницаемость, мД;

c_g — общая изотермическая сжимаемость, psi^{-1} ;

ϕ — пористость.

Аль-Хуссейн (Al-Hussainy) и др. (1966) линеаризовали приведенное выше основное уравнение фильтрации реального газа, введя в формулу 1.2.87 псевдодавление реального газа $m(p)$. Используя ранее выведенное уравнение $m(p)$:

$$m(p) = \int_0^p \frac{2p}{\mu Z} dp; \quad [1.2.88]$$

и продифференцировав его по p , получим:

$$\frac{dm(p)}{dp} = \frac{2p}{\mu Z}. \quad [1.2.89]$$

Применив правило дифференцирования сложных функций, получим следующее соотношение:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r}. \quad [1.2.90]$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad [1.2.91]$$

Подставив выражение 1.2.89 в 1.2.90 и 1.2.91, получим:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu Z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial r}; \quad [1.2.92]$$

и:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\mu Z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial t}. \quad [1.2.93]$$

Объединив уравнения 1.2.92 и 1.2.93 с 1.2.87, получим:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_g}{0,000264 k} \frac{\partial m(p)}{\partial t}. \quad [1.2.94]$$

Выражение 1.2.94 представляет собой уравнение диффузии для сжимаемых флюидов в радиальных координатах. Это дифференциальное уравнение связывает псевдодавление реального газа (потенциал реального газа) со временем t и радиусом r . Аль-Хуссейн (Al-Hussainy) и др. (1966) показали, что при использовании для обработки результатов исследований газовой скважины решение с граничными условиями постоянного дебита более применимо на практике, чем решение методом постоянного давления. Авторы представили точное решение уравнения 1.2.94, которое обычно называют решение методом $m(p)$. Также существуют два других решения, которые аппроксимируют точное решение. Эти два метода аппроксимации называют методом квадратов давления и методом давлений. Всего существуют три формы математического решения уравнения диффузии для случая фильтрации газа:

- 1) решение методом $m(p)$ (точное решение);
- 2) метод квадратов давления (метод аппроксимации p^2);
- 3) метод давлений (метод аппроксимации p).

Эти три метода решения рассмотрены ниже.

Первое решение: решение методом $m(p)$ (точное решение)

Применив условие постоянного дебита как одно из граничных условий, необходимое для решения уравнения 1.2.94, Аль-Хуссейн (Al-Hussainy) и др. (1966) предложили следующее точное решение уравнения диффузии:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 57895,3 \left(\frac{p_w}{T_{sc}} \right) \left(\frac{Q_g T}{kh} \right) \times \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_{gi} a^2} \right) - 3,23 \right]. \quad [1.2.95]$$

где:

p_{wf} — забойное гидродинамическое давление, пси;
 p_i — начальное пластовое давление;
 Q_g — расход газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 t — время, часы;
 k — проницаемость, мД;
 p_{sc} — стандартное давление, пси;
 T_{sc} — стандартная температура, °R;
 T_w — пластовая температура;
 r_w — радиус ствола скважины, фут;
 h — толщина, фут;
 μ_i — вязкость газа при начальном давлении, сП;
 c_i — общий коэффициент сжимаемости при p_i , пси⁻¹;
 ϕ — пористость.

Пусть p_{sc} 14,7 пси [101,3 кПа] и $T_{sc}=520^\circ\text{R}$ [650°C], тогда уравнение 1.2.95 упростится следующим образом:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3,23 \right]. \quad [1.2.96]$$

Приведенное выше уравнение можно упростить, подставив безразмерное время (как показано выше в уравнении 1.2.74) в выражение 1.2.96:

$$t_D = \frac{0,0002637 kt}{\phi \mu_i c_i r_w^2}.$$

Точно так же уравнение 1.2.96 можно переписать в зависимости от безразмерного времени t_D :

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \frac{1637 Q_g T}{kh} \log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right). \quad [1.2.97]$$

Параметр γ называют константой Эйлера и он выражается как:

$$\gamma = e^{0,5772} = 1,781. \quad [1.2.98]$$

Решение уравнения диффузии по уравнениям 1.2.96 и 1.2.97 выражает забойное псевдодавление реального газа как функция от времени добегания стока t в режиме переходного течения — первой фазы неустановившейся фильтрации. Решение, выраженное через $m(p)$, применимо к любым диапазонам давления и поэтому является математическим выражением, которое можно использовать для расчета давления в газовой скважине.

Уравнение диффузии для радиального притока газа можно представить в безразмерной форме падения псевдодавления реального газа ψ_D . Решение уравнения в безразмерном виде выражается следующим образом:

$$\psi_D = \frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{\left(\frac{1422 Q_g T}{kh} \right)};$$

или:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \frac{1422 Q_g T}{kh} \psi_D. \quad [1.2.99]$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 k — проницаемость, мД.

Падение псевдодавления реального газа ψ_D можно определить как функцию t_D с помощью соответствующего представления уравнений 1.2.79—1.2.84. Когда $t_D > 100$, ψ_D можно рассчитать по уравнению 1.2.70. То есть:

$$\psi_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80907]. \quad [1.2.100]$$

Пример 1.13. Из газовой скважины с радиусом ствола 0,3 фут добывается газ с постоянным дебитом 2000 тыс. ст. фут³/сут. в условиях переходного нестационарного течения. Начальное пластовое давление (давление оставленной скважины) составляет 4400 пси при температуре 140 °F. Проницаемость и толщина пласта составляет 65 мД и 15 фут, соответственно. Пористость принимается равной 15%. В примере 1.7 приведены свойства газа, а также значения $m(p)$ как функция давления. Для удобства эта таблица воспроизводится ниже.

P	μ_g (сП)	Z	$m(p)$ (пси ² /сП)
0	0,01270	1,000	0,000
400	0,01286	0,937	13,2×10 ⁶
800	0,01390	0,882	52,0×10 ⁶
1200	0,01530	0,832	113,1×10 ⁶
1600	0,01680	0,794	198,0×10 ⁶
2000	0,01840	0,770	304,0×10 ⁶
2400	0,02010	0,763	422,0×10 ⁶
2800	0,02170	0,775	542,4×10 ⁶
3200	0,02340	0,797	678,0×10 ⁶
3600	0,02500	0,827	816,0×10 ⁶
4000	0,02660	0,860	950,0×10 ⁶
4400	0,02831	0,896	1089,0×10 ⁶

Приняв начальную общую изотермическую сжимаемость равной 3×10^{-4} пси⁻¹, рассчитать забойное гидродинамическое давление через 1,5 часа.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем безразмерное время t_D :

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu_i c_{it} r_w^2} = \frac{(0,0002637)(65)(1,5)}{(0,15)(0,02831)(3 \times 10^{-4})(0,3^2)} = 224\,498,6.$$

Шаг 2. Решим уравнение 1.2.97 относительно $m(p_{wf})$:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right) \right] =$$

$$= 1089 \times 10^6 - \frac{(1637)(2000)(600)}{(65)(15)} \times$$

$$\times \left[\log \left(\frac{(4)224\,498,6}{e^{0,5772}} \right) \right] = 1077,5 \times 10^6.$$

Шаг 3. По имеющейся зависимости давление-объем-температура (PVT) интерполируем значение $m(p_{wf})$ на p_{wf} , равное 4367 пси.

Идентичное решение можно получить, применив метод ψ_D , как показано ниже:

Шаг 1. Рассчитаем ψ_D по уравнению 1.2.100:

$$\psi_D = 0,5 [\ln(t_D) + 0,80907] =$$

$$= 0,5 [\ln(224\,498,6) + 0,80907] = 6,565.$$

Шаг 2. Рассчитаем $m(p_{wf})$ по уравнению 1.2.99:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1422 Q_g T}{kh} \right) \psi_D =$$

$$= 1089 \times 10^6 - \left(\frac{1422(2000)(600)}{(65)(15)} \right) (6,565) =$$

$$= 1077,5 \times 10^6.$$

Выполнив интерполяцию на $m(p_{wf}) = 1077,5 \times 10^6$, получим соответствующее значение $p_{wf} = 4367$ пси.

Второе решение: метод квадратов давлений

Первая аппроксимация точного решения заключается в выносе зависящего от давления выражения (μZ) из-под знака интеграла, который определяет $m(p_{wf})$ и $m(p_i)$. Тогда:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_{wf}}^{p_i} p dp; \quad [1.2.101]$$

или:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{p_i^2 - p_{wf}^2}{\mu Z}. \quad [1.2.102]$$

Черточки над μ и Z означают, что данные величины вязкости газа и коэффициента сжимаемости рассчитаны для среднего давле-

ния p . Среднее давление определяется как:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_i^2 + p_{wf}^2}{2}}. \quad [1.2.103]$$

Объединив уравнение 1.2.102 с выражениями 1.2.96, 1.2.97 или 1.2.99, получим:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1637 Q_g T \bar{\mu} Z}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{it} r_w^2} \right) - 3,23 \right]; \quad [1.2.104]$$

или:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1637 Q_g T \bar{\mu} Z}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right) \right]. \quad [1.2.105]$$

Аналогично:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1422 Q_g T \bar{\mu} Z}{kh} \right) \psi_D. \quad [1.2.106]$$

Приведенные выше аппроксимированные варианты решений показывают, что произведение (μZ) принимается постоянным и вычисляется для среднего давления p . Это существенно ограничивает применимость методики p^2 к пластовым давлениям менее 2000 пси. Необходимо отметить, что при использовании метода p^2 для определения p_{wf} , скорее всего, будет достаточно задать $\bar{p} Z = \mu_i Z$.

Пример 1.14. Из газовой скважины добывается газ с постоянным дебитом 7454,2 тыс. ст. фут³/сут. в условиях первой фазы фильтрации. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$k = 50 \text{ мД}; h = 10 \text{ фут}; \phi = 20\%; p_i = 1600 \text{ пси};$$

$$T = 600^\circ \text{R}; r_w = 0,3 \text{ фут}; c_{it} = 6,25 \times 10^{-4} \text{ пси}^{-1}.$$

Свойства газа приведены в таблице ниже:

p	μ_g (сП)	Z	$m(p)$ (пси ² /сП)
0	0,01270	1,000	0,000
400	0,01286	0,937	$13,2 \times 10^6$
800	0,01390	0,882	$52,0 \times 10^6$
1200	0,01530	0,832	$113,1 \times 10^6$
1600	0,01680	0,794	$198,0 \times 10^6$

Требуется рассчитать забойное гидродинамическое давление через 4 часа работы скважины по:

- методу $m(p)$;
- методу p^2 .

Решение.

а) Метод $m(p)$

Шаг 1. Рассчитаем t_D :

$$t_D = \frac{0,000264(50)(4)}{(0,2)(0,0168)(6,25 \times 10^{-4})(0,3^2)} = 279365,1.$$

Шаг 2. Рассчитаем ψ_D :

$$\psi_D = 0,5[\ln(t_D) + 0,80907] = 0,5[\ln(279365,1) + 0,80907] = 6,6746.$$

Шаг 3. Решим уравнение 1.2.99 относительно $m(p_{wf})$:

$$\begin{aligned} m(p_{wf}) &= m(p_i) - \left(\frac{1422 Q_g T}{kh} \right) \psi_D = \\ &= (198 \times 10^6) - \left[\frac{1422(7454,2)(600)}{(50)(10)} \right] 6,6746 = \\ &= 113,1 \times 10^6. \end{aligned}$$

Соответствующее значение $p_{wf} = 1200$ пси.

6) Метод p^2 :

Шаг 1. Рассчитаем ψ_D по уравнению 1.2.100:

$$\begin{aligned} \psi_D &= 0,5[\ln(t_D) + 0,80907] = \\ &= 0,5[\ln(279365,1) + 0,80907] = 6,6747. \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем p_{wf}^2 по уравнению 1.2.106:

$$\begin{aligned} p_{wf}^2 &= p_i^2 - \left(\frac{1422 Q_g T \mu Z}{kh} \right) \psi_D = 1600^2 - \\ &- \left[\frac{(1422)(7454,2)(600)(0,0168)(0,794)}{(50)(10)} \right] \times 6,6747 = \\ &= 1427491. \\ p_{wf} &= 1195 \text{ пси.} \end{aligned}$$

Шаг 3. Абсолютная средняя погрешность составляет 0,4 %.

Третье решение: метод аппроксимации давления

Второй метод аппроксимации точного решения для радиальной фильтрации газа заключается в том, что газ принимается как псевдожидкость. Рассчитаем объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g , выраженный в баррелях/ст. куб. фут.:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{5,615 T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right);$$

или:

$$B_g = 0,00504 \left(\frac{ZT}{p} \right).$$

Решив приведенное выше уравнение относительно p/Z , получим:

$$\frac{p}{Z} = \left(\frac{T p_{sc}}{5,615 T_{sc}} \right) \left(\frac{1}{B_g} \right).$$

Разность псевдодавлений реального газа определяется выражением:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{2p}{\mu Z} dp.$$

Объединим два предыдущих уравнения, получим:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{2T p_{sc}}{5,615 T_{sc}} \int_{p_{wf}}^{p_i} \left(\frac{1}{\mu B_g} \right) dp. \quad [1.2.107]$$

Феткович (Fetkovich, 1973) предположил, что при давлениях выше 3000 пси ($p > 3000$) выражение $1/\mu B_g$ практически постоянно, что и показано на рис. 1.22. Применив условие Фетковича к уравнению 1.2.107 и проинтегрировав его, получим:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{2T p_{sc}}{5,615 T_{sc} \mu B_g} (p_i - p_{wf}). \quad [1.2.108]$$

Объединив уравнение 1.2.108 с выражениями 1.2.96, 1.2.97 или 1.2.99, получим:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{162,5 \times 10^3 Q_g \mu \bar{B}_g}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_v r_w^2} \right) - 3,23 \right] \quad [1.2.109]$$

или:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{(162,5 \times 10^3) Q_g \mu \bar{B}_g}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right) \right]; \quad [1.2.110]$$

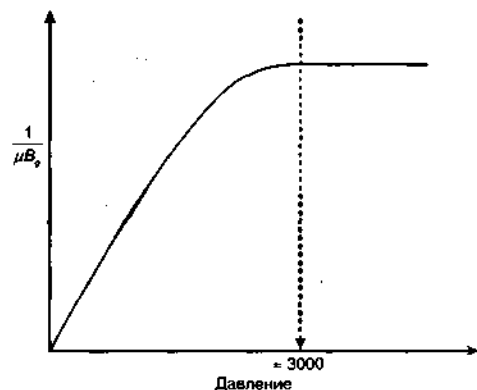


Рис. 1.22. График $1/\mu B_g$ от давления

или, аналогично, для случая безразмерного падения давления:

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{(141,2 \times 10^3) Q_g \mu \bar{B}_g}{kh} \right) P_D, \quad [1.2.111]$$

где:

- Q_g — расход газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 k — проницаемость, мД;
 $\bar{B}_g$ — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
 t — время, часы;
 P_D — безразмерное падение давления;
 t_D — безразмерное время.

Следует отметить, что свойства газа, т. е. μ , $\bar{B}_g$ и c , определяются при давлении $\bar{P}$, как показано ниже:

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_{wf}}{2}, \quad [1.2.112]$$

И этот метод также ограничен только давлениями выше 3000 пси [20,7 МПа]. При решении уравнения для P_{wf} его может быть достаточно для оценки свойств газа при давлении P_D .

Пример 1.15. Ниже для удобства снова приводим условия примера 1.13.

Из газовой скважины с радиусом ствола 0,3 фут добывается газ с постоянным дебитом 2000 тыс. ст. фут³/сут. в условиях первой фазы нестационарной фильтрации. Начальное пластовое давление (давление остановленной скважины) составляет 4400 пси при температуре 140 °F. Проницаемость и толщина пласта составляет 65 мД и 15 фут. соответственно. Пористость принимается равной 15%. В таблице ниже приведены свойства газа, а также значения $m(p)$ как функция давления:

P	μ_g (сП)	Z	$m(p)$ (пси ² /сП)
0	0,01270	1,000	0,000
400	0,01286	0,937	13,2 × 10 ⁶
800	0,01390	0,882	52,0 × 10 ⁶
1200	0,01530	0,832	113,1 × 10 ⁶
1600	0,01680	0,794	198,0 × 10 ⁶
2000	0,01840	0,770	304,0 × 10 ⁶
2400	0,02010	0,763	422,0 × 10 ⁶
2800	0,02170	0,775	542,4 × 10 ⁶
3200	0,02340	0,797	678,0 × 10 ⁶
3600	0,02500	0,827	816,0 × 10 ⁶
4000	0,02660	0,860	950,0 × 10 ⁶
4400	0,02831	0,896	1089,0 × 10 ⁶

Приняв начальную общую изотермическую сжимаемость равной 3×10^{-4} пси⁻¹, рассчитать забойное гидродинамическое давление через

1,5 часа методом аппроксимация P и сравнить его с результатом расчетов по точной методике.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем безразмерное время t_D :

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} = \frac{(0,000264)(65)(1,5)}{(0,15)(0,02831)(3 \times 10^{-4})(0,3^2)} = 224498,6.$$

Шаг 2. Рассчитаем B_g при P_D :

$$B_g = 0,00504 \left(\frac{Z_i T}{P_i} \right) = 0,00504 \frac{(0,896)(600)}{4400} = 0,0006158$$

Шаг 3. Рассчитаем безразмерное давление P_D по уравнению 1.2.80:

$$P_D = 0,5[\ln(t_D) + 0,80907] = 0,5[\ln(224498,6) + 0,80907] = 6,565.$$

Шаг 4. Найдем приближенное значение P_{wf} по уравнению 1.2.111:

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{(141,210^3) Q_g \mu \bar{B}_g}{kh} \right) P_D = 4400 - \left[\frac{141,2 \times 10^3 (2000)(0,02831)(0,0006158)}{(65)(15)} \right] 6,565 = 4367 \text{ пси.}$$

Решение идентично результатам точных расчетов в примере 1.13.

Следует подчеркнуть, что в примерах 1.10—1.15 рассматривается применение различных методов решений. Однако практического значения эти примеры не имеют, поскольку при использовании решений для первой фазы нестационарного течения забойное гидродинамическое давление обычно представлено как функция от времени. Все предыдущие решения, по сути, применялись для расчета параметров пласта путем определения проницаемости k или произведения проницаемости на толщину (kh).

1.2.7. Псевдостационарное состояние

В приведенных выше примерах с нестационарным течением считалось, что скважина располагается в очень протяженном пласте и осуществляет добычу с постоянным дебитом. В процессе добычи в пласте изменяются профили давления, которые перемещаются

по указанному пласту «бесконечного размера». На этом этапе нестационарного течения границы пласта не влияют на характер изменения давления в скважине. Очевидно, что временной интервал, для которого применимо это допущение, часто крайне короток по продолжительности. Как только профиль давления достигает границ области дренирования, режим переходного (нестационарного) течения сменяется режимом с отсутствием течения на внешней границе зоны дренирования. Этот новый тип течения называют псевдостационарным или полустационарным (иногда — второй фазой неустановившейся фильтрации). В этом случае, чтобы получить решение для данного режима течения, к уравнению диффузии необходимо применить новые граничные условия.

Рассмотрим рис. 1.23, на котором показана скважина в радиальной системе, которая осуществляет добычу с постоянным дебитом в течение достаточно длительного промежутка времени, что, в конечном счете, повлияло на область дренирования в целом. За время существования этого полустационарного режима течения изменение давления от времени стало одинаковым по всей области дренирования. На рис. 1.23 (б) видно, что кривые распределения давления с течением времени смещаются параллельно. С математической точки зрения это важное условие можно выразить следующим образом:

$$\left(\frac{dp}{dt}\right) = \text{постоянная величина.} \quad [1.2.113]$$

Здесь значение «константы» из приведенного выше уравнения можно получить на основе простого уравнения материального баланса и определения сжимаемости, предположив, что добыча свободного газа не производится.

$$c = \frac{-1}{V} \frac{dV}{dp}$$

Выполним преобразования:

$$cVdp = -dV$$

Продифференцируем это выражение по времени t :

$$cV \frac{dp}{dt} = -\frac{dV}{dt} = q$$

или:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{q}{cV}$$

Выразив скорость падения давления dp/dt в соотношении выше через пси/час, получим:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{q}{24cV} = -\frac{Q_o B_o}{24cV}, \quad [1.2.114]$$

где:

- q — дебит, пл. барр./сут.;
- Q_o — дебит, ст. барр./сут.;
- dp/dt — скорость падения давления, пси/час;
- V — объем пор, пл. барр.

Для радиальной системы дренирования объем пор выражается как:

$$V = \frac{\pi r_e^2 h \phi}{5,615} = \frac{A h \phi}{5,615}, \quad [1.2.115]$$

где A — площадь дренирования, фут².

Объединив уравнения 1.2.115 и 1.2.114, получим:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{0,23396q}{c_s(\pi r_e^2)h\phi} = -\frac{0,23396q}{c_s A h \phi} = -\frac{0,23396q}{c_s(\text{объем пор})}, \quad [1.2.116]$$

Анализ выражения 1.2.116 позволяет выявить следующие важные характеристики скорости падения давления dp/dt в псевдостационарном режиме течения:

- пластовое давление падает быстрее при более высоких темпах отбора флюида;
- пластовое давление падает медленнее в пластах с более высокими общими коэффициентами сжимаемости;
- пластовое давление падает медленнее в пластах с большими объемами пор.

А в случае притока воды со скоростью e_w пл. барр./сут. уравнение будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-0,23396q + e_w}{c_s(\text{объем пор})}$$

Пример 1.16. Из скважины добывается нефть с постоянным дебитом 120 ст. барр./сут. в условиях псевдостационарного течения. Согласно данным замеров на скважине, давление падает с постоянной скоростью 0,04655 пси/час [321 Па/час]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$h = 72 \text{ фут; } \quad \phi = 25\%; \\ B_o = 1,3 \text{ пл. барр./ст. барр.; } \quad c_s = 25 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

Требуется рассчитать площадь дренирования скважины.

Решение. Здесь:

$$q = Q_o B_o = (120)(1,3) = 156 \text{ барр./сут.}$$

Решим уравнение 1.2.116 относительно A :

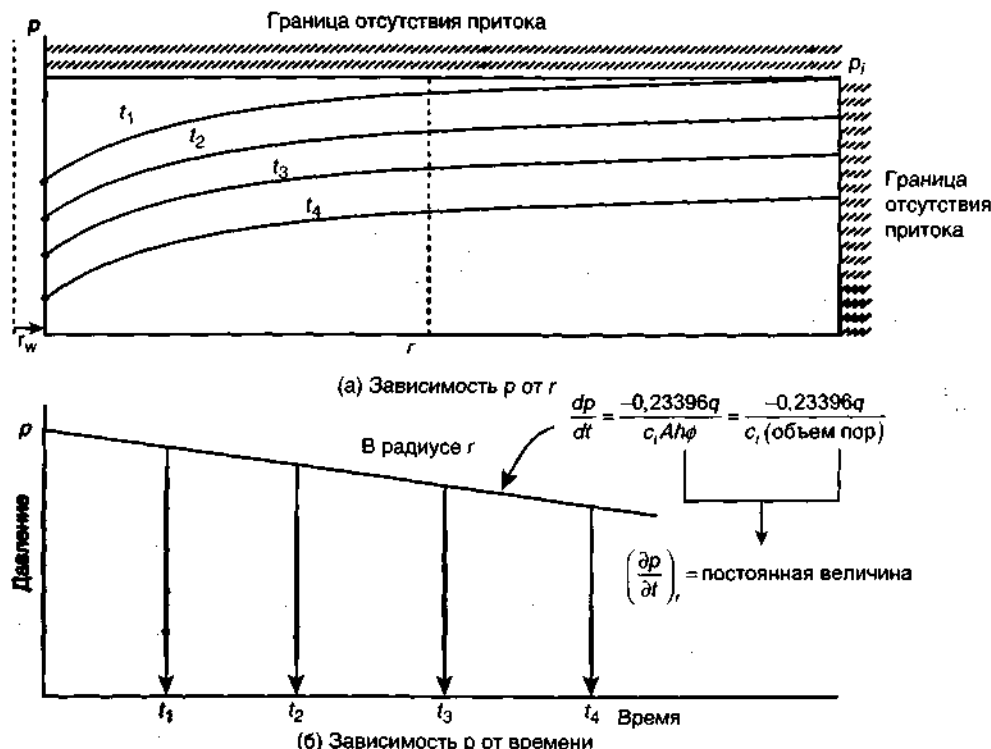


Рис. 1.23. Псевдостационарный режим течения

$$\frac{dp}{dt} = \frac{0,23396q}{c_i (\pi r_e^2) h \phi} = \frac{-0,23396q}{c_i A h \phi} = \frac{-0,23396q}{c_i (\text{объем пор})}$$

$$-0,04655 = -\frac{0,23396(156)}{(25 \times 10^{-6})(A)(72)(0,25)}$$

$$A = 1\,742\,400 \text{ фут}^2;$$

или:

$$A = 1742400 / 43560 = 40 \text{ акр.}$$

Мэттьюз (Matthews) и др. (1954) показали, что когда добыча из пласта осуществляется в псевдостационарном режиме, границы зоны дренирования для каждой скважины, на которой отсутствует приток, устанавливаются индивидуально, независимо от других скважин. Для осуществления данного условия необходимо, чтобы скорость падения давления dp/dt была в некотором приближении постоянна по всему пласту, в противном случае фильтрация флюида будет проходить через границы зон дренирования каждой скважины, что приведет к изменению их положения. Поскольку давление в каждой точке пласта изменяется

с одинаковой скоростью, можно сделать вывод о том, что среднее пластовое давление изменяется с той же скоростью. Это среднее пластовое давление, по сути, устанавливается равным средневзвешенному давлению по объему пласта $\bar{p}$. Именно это значение давления используется для расчета потоков в режиме псевдостационарного течения. Приведенные выше выкладки показывают, что уравнение 1.2.116, в принципе, можно использовать для расчета средневзвешенного давления $\bar{p}$ в области дренирования скважины, если заменить скорость падения давления dp/dt на $(p_i - \bar{p})/t$, или:

$$p_i - \bar{p} = \frac{0,23396qt}{c_i (A h \phi)};$$

или:

$$\bar{p} = p_i - \left[\frac{0,23396q}{c_i (A h \phi)} \right] t. \quad [1.2.117]$$

Обратите внимание, что приведенное выше уравнение, по сути, описывает прямую линию с наклоном m' и точкой пересечения с осью ординат p_i , т. е. его можно представить как:

$$\bar{p} = a + m \sqrt{t}.$$

$$m = - \left[\frac{0,23396q}{c_1(Ah\varphi)} \right] = - \left[\frac{0,23396q}{c_1(\text{объем пор})} \right].$$

$$a = p_1.$$

Из уравнения 1.2.117 видно, что среднее пластовое давление при накопленной добыче нефти в количестве N_p баррелей при стандартных условиях можно приблизительно выразить как:

$$\bar{p} = p_1 - \left[\frac{0,23396 B_o N_p}{c_1(Ah\varphi)} \right].$$

Следует отметить, что при расчетах материального баланса средневзвешенное давление по объему всего пласта используется для вычисления свойств флюидов. Это давление можно определить на основе индивидуальных дренирующих характеристик по следующей формуле:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i (\bar{p}_r)_i V_i}{\sum_i V_i},$$

где:

- V_i — объем пор в дренируемом объеме j -й скважины;
 $(\bar{p})_i$ — средневзвешенное давление по объему пласта в j -м дренируемом объеме.

Рис. 1.24 иллюстрирует понятие средневзвешенного давления по объему пласта. V_i определить сложно, поэтому на практике для определения среднего пластового давления на основе давлений в областях дренирования отдельных скважин обычно используют относительные дебиты (%) отдельных скважин:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i (\bar{p}q)_i}{\sum_i q_i}.$$

Дебиты периодически измеряются в течение всего срока эксплуатации месторождения, что упрощает расчет средневзвешенного давления по объему пласта $\bar{p}$. Среднее пластовое давление также можно выразить в зависимости от скорости падения среднего давления по областям дренирования отдельных скважин:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i [(\bar{p}q)_i / (\partial \bar{p} / \partial t)_i]}{\sum_i [q_i / (\partial \bar{p} / \partial t)_i]}. \quad [1.2.118]$$

Однако поскольку уравнение материального баланса на практике применяют через равные промежутки времени в 3—6 месяцев, т. е. $\Delta t = 3$ —6 месяцев, в течение всего срока эксплуатации месторождения, среднее пластовое да-

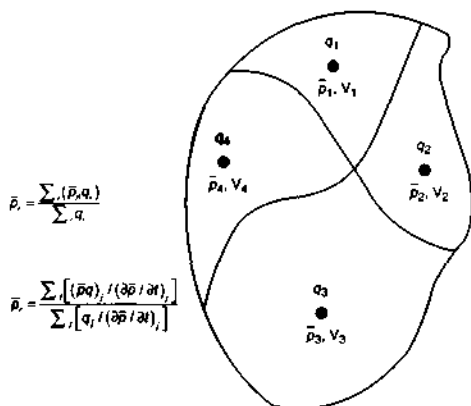


Рис. 1.24. Средневзвешенное давление по объему пласта

вление можно выразить через последовательное точное измерение накопленного отбора пластового флюида $\Delta(F)$ как:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i \bar{p} \Delta(F)_i / \Delta \bar{p}_i}{\sum_i \Delta(F)_i / \Delta \bar{p}_i}, \quad [1.2.119]$$

где накопленный отбор пластового флюида за время от t до $t + \Delta t$ выражается как:

$$F_t = \int_0^t [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s - Q_w R_{sw}) B_g] dt,$$

$$F_{t+\Delta t} = \int_0^{t+\Delta t} [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s - Q_w R_{sw}) B_g] dt,$$

с:

$$\Delta(F) = F_{t+\Delta t} - F_t,$$

и где:

- R_s — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;
 R_{sw} — растворимость газа в воде, ст. фут³/ст. барр.;
 B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
 Q_o — расход нефти, ст. барр./сут.;
 q_o — расход нефти, пл. барр./сут.;
 Q_w — расход воды, ст. барр./сут.;
 q_w — расход воды, пл. барр./сут.;
 Q_g — расход газа, ст. фут³/сут.

Ниже приведен пример практического использования режима псевдостационарного течения для описания фильтрации следующих двух флюидов:

- 1) радиальное течение слабосжимаемых флюидов;
- 2) радиальное течение сжимаемых флюидов (газов).

1.2.8. Радиальное течение слабосжимаемых флюидов

Уравнение диффузии 1.2.61 для режима нестационарного течения записывается в виде:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\phi \mu c_i}{0,000264 k} \right) \frac{\partial p}{\partial t}$$

Для псевдостационарного течения член $\partial p / \partial t$ является величиной постоянной, и его можно выразить из формулы 1.2.116. Подставив формулу 1.2.116 в уравнение диффузии, получим:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\phi \mu c_i}{0,000264 k} \right) \left(\frac{-0,23396 q}{c_i A h \phi} \right)$$

или:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{-887,22 q \mu}{A h k}$$

Это выражение можно представить в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = - \frac{887,22 q \mu}{(\pi r_e^2) h k}$$

Проинтегрировав это выражение, получим:

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = - \frac{887,22 q \mu}{(\pi r_e^2) h k} \left(\frac{r^2}{2} \right) + c_1$$

где c_1 — постоянная интегрирования, которая вычисляется подстановкой условия на внешней границе — отсутствие притока (т. е. $(\partial p / \partial r)_{r=r_e} = 0$) в приведенное выше выражение:

$$c_1 = \frac{141,2 q \mu}{\pi h k}$$

Объединим два предыдущих выражения, получим:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{141,2 q \mu}{h k} \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right)$$

Снова выполним интегрирование:

$$\int_{r_w}^r dp = \frac{141,2 q \mu}{h k} \int_{r_w}^r \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right) dr$$

Выполнив операцию интегрирования и приняв, что r_w^2 / r_e^2 пренебрежимо мало, получим:

$$(p - p_{wf}) = \frac{141,2 q \mu}{h k} \left[\ln \left(\frac{r}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]$$

Можно переписать приведенное выше уравнение в более приемлемой форме, решив его относительно расхода, выраженного в баррелях при стандартных условиях в сутки:

$$Q = \frac{0,00708 k h (p - p_{wf})}{\mu B [\ln(r_e / r_w) - 0,5]} \quad (1.2.120)$$

где:

- Q — расход, ст. барр./сут.;
- B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;
- k — проницаемость, мД.

Для расчета расхода флюидов в псевдостационарном режиме течения обычно используют средневзвешенное давление по объему пласта $\bar{p}$ в области дренирования скважины. Подставив $\bar{p}$ в уравнение 1.2.120, получим:

$$Q = \frac{0,00708 k h (\bar{p} - p_{wf})}{\mu B [\ln(r_e / r_w) - 0,75]} = \frac{(\bar{p} - p_{wf})}{141,2 \mu B [\ln(r_e / r_w) - 0,75]} \quad (1.2.121)$$

Учтите, что:

$$\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 = \ln \left(\frac{0,471 r_e}{r_w} \right)$$

Приведенное выше наблюдение позволяет предположить, что в псевдостационарном режиме течения средневзвешенное давление по объему пласта $\bar{p}$ возникает на расстоянии примерно 47 % радиуса области дренирования. То есть:

$$Q = \frac{0,00708 k h (\bar{p} - p_{wf})}{\mu B [\ln(0,471 r_e / r_w)]}$$

Необходимо отметить, что псевдостационарный режим течения возникает независимо от геометрических характеристик пласта. В пластах с неправильной геометрической формой это состояние достигается после достаточно длительной эксплуатации, в ходе которой изменяется структура всей области дренирования.

Рами и Кобб (Ramey и Cobb, 1971) не стали выводить отдельные уравнения для каждой геометрической формы области дренирования, а ввели поправочный коэффициент, получивший название коэффициент формы C_A , учитывающий отклонение области дренирования от идеально круговой формы. Коэффициенты формы, представленные в табл. 1.4, также учитывают расположение скважины по отношению к области дренирования. Подставив C_A в выражение 1.2.121 и решив его относительно p_{wf} , получим два следующих решения.

- 1) Через средневзвешенное давление по объему пласта $\bar{p}$:

$$p_{wf} = \bar{p} - \frac{162,6QB\mu}{kh} \log \left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2} \right) \quad [1.2.122]$$

- 2) Через начальное пластовое давление p_i для этого возьмем уравнение 1.2.117, которое отражает изменения среднего пластового давления $\bar{p}$ в зависимости от времени и начального пластового давления p_i :

$$\bar{p} = p_i - \frac{0,23396qt}{c_i A h \phi c_i}$$

Объединив это уравнение с уравнением 1.2.122, получим:

$$p_{wf} = \left(p_i - \frac{0,23396QBt}{A h \phi c_i} \right) - \frac{162,6QB\mu}{kh} \log \left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2} \right) \quad [1.2.123]$$

где:

- k — проницаемость, мД;
 A — площадь области дренирования, фут²;
 C_A — коэффициент формы;
 Q — дебит, ст. барр./сут.;
 t — время, часы;
 c_i — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹.

Немного преобразуем уравнение 1.2.123:

$$p_{wf} = \left[p_i - \frac{162,6QB\mu}{kh} \log \left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2} \right) \right] - \left(\frac{0,23396QB}{A h \phi c_i} \right) t$$

Это выражение показывает, что в условиях псевдостационарного течения и постоянного дебита его можно представить как уравнение прямой линии:

$$p_{wf} = a_{res} + m_{res} t,$$

где a_{res} и m_{res} определяются по следующим формулам:

$$a_{res} = \left[p_i - \frac{162,6QB\mu}{kh} \log \left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2} \right) \right]$$

$$m_{res} = - \left(\frac{0,23396QB}{c_i (A h \phi)} \right) = - \left(\frac{0,23396QB}{c_i (\text{объем пор})} \right)$$

Очевидно, что в условиях псевдостационарного (полустационарного) течения график забойного гидродинамического давления p_{wf}

от времени t представляет собой прямую линию с отрицательным наклоном m_{res} и точкой пересечения с осью ординат a_{res} .

Можно представить уравнение на основе закона Дарси в более обобщенной форме, преобразовав уравнение 1.2.122 и решив его относительно Q :

$$Q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{162,6B\mu \log \left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2} \right)} \quad [1.2.124]$$

Применив уравнение 1.2.124 к пласту круговой формы с радиусом r_c , получим:

$$A = \pi r_c^2.$$

Возьмем коэффициент формы для круговой области дренирования в табл. 1.4:

$$C_A = 31,62.$$

Подставив его в уравнение 1.2.124, получим:

$$Q = \frac{0,00708kh(\bar{p} - p_{wf})}{B\mu [\ln(r_c/r_w) - 0,75]}$$

Это уравнение идентично уравнению 1.2.123.

Пример 1.17. Нефтяная скважина размещена в центре квадратной сетки скважин общей площадью 40 акр [162 тыс. м²]. Из скважины добывается нефть с постоянным дебитом 100 ст. барр./сут. в условиях псевдостационарного течения. Пласт характеризуется следующими свойствами:

$$\begin{aligned} \phi &= 15\%; & h &= 30 \text{ фут}; & k &= 20 \text{ мД}; \\ \mu &= 1,5 \text{ сП}; & B &= 1,2 \text{ пл. барр./ст. барр.}; \\ c_i &= 25 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; & p_i &= 4500 \text{ пси}; \\ r_w &= 0,25 \text{ фут}; & A &= 40 \text{ акр}. \end{aligned}$$

- а) Требуется рассчитать и построить график забойного гидродинамического давления от времени.

- б) С помощью графика рассчитать скорость падения давления. Каково падение среднего пластового давления за период от $t=10$ до $t=200$ часов работы скважины?

Решение.

- а) Рассчитаем p_{wf}

Шаг 1. Из табл. 1.4 определим C_A :

$$C_A = 30,8828.$$

Шаг 2. Преобразуем площадь A из акров в фут²:

$$A = (40)(43560) = 1\,742\,400 \text{ фут}^2.$$

Шаг 3. Применим уравнение 1.2.123:

Таблица 1.4. Коэффициенты формы для различных областей дренирования одной скважины (Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические методы исследования скважин), разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

В ограни- ченных пластах	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right)$	Точное значе- ние $t_{DA} >$	Погреш- ность ме- нее 1 % для $t_{DA} >$	Используйте решение для бес- конечной систе- мы при погреш- ности менее 1 % для $t_{DA} >$
	31,62	3,4538	-1,3224	0,1	0,06	0,10
	31,6	3,4532	-1,3220	0,1	0,06	0,10
	27,6	3,3178	-1,2544	0,2	0,07	0,09
	27,1	3,2995	-1,2452	0,2	0,07	0,09
	21,9	3,0865	-1,1387	0,4	0,12	0,08
	0,098	-2,3227	+1,5659	0,9	0,60	0,015
	30,8828	3,4302	-1,3106	0,1	0,05	0,09
	12,9851	2,5638	-0,8774	0,7	0,25	0,03
	10132	1,5070	-0,3490	0,6	0,30	0,025
					0,25	0,01
	3,3351	1,2045	-0,1977	0,7		
	21,8369	3,0836	-1,1373	0,3	0,15	0,025
	10,8374	2,3830	-0,7870	0,4	0,15	0,025
	10141	1,5072	-0,3491	1,5	0,50	0,06
	2,0769	0,7309	-0,0391	1,7	0,50	0,02
	3,1573	1,1497	-0,1703	0,4	0,15	0,005
	0,5813	-0,5425	+0,6758	2,0	0,60	0,02
	0,1109	-2,1991	+1,5041	3,0	0,60	0,005
	5,3790	1,6825	-0,4367	0,8	0,30	0,01
	2,6896	0,9894	-0,0902	0,8	0,30	0,01
	0,2318	-1,4619	+1,1355	4,0	2,00	0,03
	0,1155	-2,1585	+1,4838	4,0	2,00	0,01
	2,3606	0,8589	-0,0249	1,0	0,40	0,025

(продолжение на следующей странице)

Шаг 4. Рассчитаем p_{wf} при различных значениях времени следующим образом:

$$\begin{aligned}
 p_{wf} &= \left(p_i - \frac{0,23396QBt}{Ah\mu c_i} \right) - \\
 &\quad - \frac{162,6QB\mu}{kh} \log \left(\frac{2,2458A}{1C_A r_w^2} \right) = \\
 &= 4500 - 0,143t - 48,78 \log(2027436);
 \end{aligned}$$

или:

$$p_{wf} = 4192 - 0,143t.$$

t (часы)	$p_{wf} = 4192 - 0,143t$
10	4191
20	4189
50	4185
100	4178
200	4163

Таблица 1.4. Коэффициенты формы для различных областей дренирования одной скважины (Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические методы исследования скважин), разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977) (продолжение)

В ограниченных пластах	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right)$	Точное значение $t_{DA} >$	Погрешность менее 1 % для $t_{DA} >$	Используйте решение для бесконечной системы при погрешности менее 1 % для $t_{DA} >$
Для пласта с вертикальными трещинами используйте выражение $(x_e/x_f)^2$ вместо выражения A/γ_w^2 , применимого к системам с трещинами						
	2,6541	0,9761	-0,0835	0,175	0,08	Не используется
	2,0348	0,7104	+0,0493	0,175	0,09	Не используется
	1,9986	0,6924	+0,0583	0,175	0,09	Не используется
	1,6620	0,5080	+0,1505	0,175	0,09	Не используется
	1,3127	0,2721	+0,2685	0,175	0,09	Не используется
В пластах с водонапорным режимом						
	0,7887	-0,2374	+0,5232	0,175	0,09	Не используется
	19,1	2,95	-1,07	-	-	-
В пластах с неизвестным типом добычи						
	25,0	3,22	-1,20	-	-	-

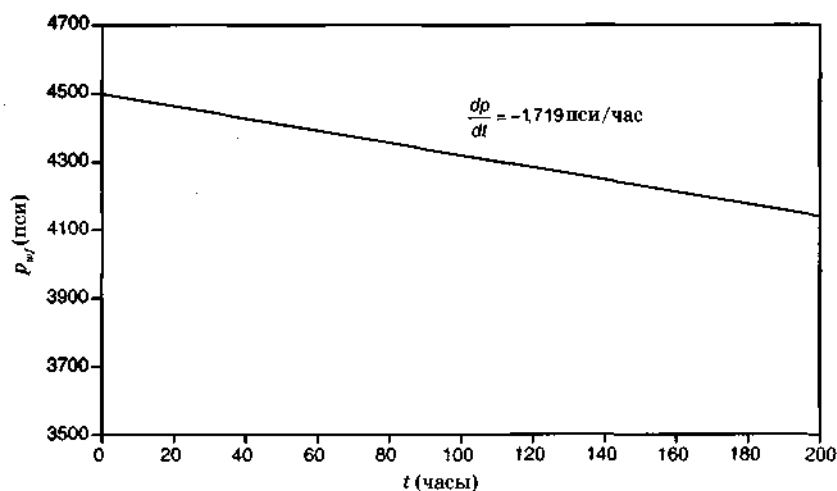


Рис. 1.25. Забойное гидродинамическое давление как функция от времени

Шаг 5. Представим результаты расчетов в шаге 4 в графической форме, как показано на рис. 1.25.

6) Из рис. 1.25 и приведенных выше расчетов видно, что забойное гидродинамическое давление падает со скоростью 0,143 пси/час [986 Па/час] или:

$$\frac{dp}{dt} = -0,143$$

Данный пример показывает, что скорость падения давления в псевдостационарном состоянии одинакова во всей области дренирования. Это означает, что среднее пластовое давление $\bar{p}$, падает с одинаковой скоростью 0,143 пси/час [986 Па/час]. Таким образом, изменение p , в период с 10 до 200 часов составит:

$$\Delta \bar{p} = (0,143)(200 - 10) = 27,17$$

Пример 1.18. Нефтяная скважина работает при постоянном забойном гидродинамическом давлении 1500 пси [10,3 МПа]. Текущее среднее пластовое давление составляет 3200 пси [22,1 МПа]. Скважина расположена в центре квадратной сетки скважин общей площадью 40 акр [162 тыс. м²]. Также скважина характеризуется следующими дополнительными параметрами:

$$\begin{aligned} \phi &= 16\%; & h &= 15 \text{ фут}; & k &= 50 \text{ мД}; \\ \mu &= 26 \text{ сП}; & B_o &= 1,15 \text{ пл. барр./ст. барр.}; \\ c_f &= 10 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; & r_w &= 0,25 \text{ фут}. \end{aligned}$$

Требуется рассчитать дебит.

Решение.

Поскольку дано средневзвешенное давление по объему пласта, решим уравнение 1.2.124 относительно дебита:

$$\begin{aligned} Q &= \frac{kh(\bar{p} - p_w)}{162,6B\mu \log \left[\frac{2,2458A}{c_f r_w^2} \right]} = \\ &= \frac{(50)(15)(3200 - 1500)}{(162,6)(1,15)(2,6) \log \left[\frac{2,2458(40 \times 10^6)}{(30,8626 \times 10^{-25})} \right]} = \\ &= 416 \text{ ст. барр./сут.} \end{aligned}$$

Интересно отметить, что уравнение 1.2.124 можно также представить в безразмерной форме, преобразовав его и подставив безразмерное время t_{DA} и безразмерное падение давления p_D , т. е.:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,3458A}{C_A r_w^2} \right) + s, \quad [1.2.125]$$

где безразмерное время рассчитывается на основе площади дренирования скважины из уравнения 1.2.75а:

$$t_{DA} = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu c_f A} = t_A \left(\frac{r_w^2}{A} \right),$$

где:

s — коэффициент нарушения эксплуатационных качеств пласта (рассмотрен ниже в данной главе);

C_A — коэффициент формы;

t_{DA} — безразмерное время, рассчитанное на основе площади дренирования скважины лг^2 .

Из уравнения 1.2.125 видно, что в режиме, когда возмущение достигло радиуса зоны дренирования скважины, т. е. при наступлении псевдостационарного состояния, график p_D от t_{DA} в декартовой системе координат представляет собой прямую линию с наклоном 2л. То есть:

$$\frac{\partial p_D}{\partial t_{DA}} = 2\pi. \quad [1.2.126]$$

Для скважины, расположенной в круговой области дренирования без нарушения проницаемости в призабойной зоне пласта, т. е. при $s=0$, прологарифмируем обе части уравнения 1.2.125:

$$\log(p_D) = \log(2\pi) + \log(t_{DA}),$$

тогда двойной логарифмический график p_D от t_{DA} представляет собой прямую с наклоном под углом 45° и точкой пересечения с осью ординат 2л.

1.2.9. Радиальное течение сжимаемых флюидов (газов)

Уравнение диффузии для радиальной фильтрации (формула 1.2.94) было выведено для исследования поведения сжимаемого флюида в условиях нестационарного течения. Уравнение можно записать в следующей форме:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_f}{0,000264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t}.$$

Для псевдостационарного течения скорость изменения псевдадавления реального газа со временем является величиной постоянной. То есть:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \text{постоянная величина.}$$

Применив алгоритм, идентичный описанному выше алгоритму для жидкостей, получим следующее решение уравнения диффузии:

$$Q_s = \frac{kh[m(\bar{p}) - m(p_w)]}{1422T[\ln(r_e/r_w) - 0,75]}, \quad [1.2.127]$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 T — температура, °R;
 k — проницаемость, мД.

Широко используются две аппроксимации вышеупомянутого решения. Эти решения следующие:

- 1) аппроксимация методом квадратов давлений;
- 2) аппроксимация методом давлений.

Метод квадратов давлений

Как говорилось выше, для $p < 2000$ пси [13,8 МПа] этот метод дает результаты, сравнимые с результатами точного решения. Решение можно записать в следующей уже известной нам форме:

$$Q_g = \frac{k h (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422 \bar{\mu} \bar{Z} [\ln(r_e/r_w) - 0,75]} \quad [1.2.128]$$

Свойства газа $\bar{Z}$ и $\bar{\mu}$ рассчитываются при среднем давлении:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{\bar{p}_r^2 + p_{wf}^2}{2}},$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 T — температура, °R;
 k — проницаемость, мД.

Аппроксимация методом давлений

Этот приближенный метод расчета применим при $p > 3000$ пси и математически выражается следующим образом:

$$Q_g = \frac{k h (\bar{p}_r - p_{wf})}{1422 \bar{\mu} B_g [\ln(r_e/r_w) - 0,75]} \quad [1.2.129]$$

где свойства газа рассчитываются при среднем давлении:

$$\bar{p} = \frac{\bar{p}_r + p_{wf}}{2},$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 k — проницаемость, мД;
 B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при среднем давлении, пл. барр./ст. фут³.

Объемный коэффициент газа в пластовых условиях можно определить из следующего выражения:

$$B_g = 0,00504 \frac{\bar{Z} T}{p}.$$

Для вывода уравнений притока примем два основных допущения:

- 1) проницаемость однородна по всей площади дренирования;
- 2) ламинарное (справедлив закон Дарси) течение.

Перед применением любого из предыдущих математических решений к уравнению притока это решение нужно изменить с учетом возможных отклонений от двух приведенных выше допущений. Эти допущения можно учесть, подставив два следующих поправочных коэффициента в решение уравнения притока:

- 1) скин-фактор (коэффициент нарушения эксплуатационных качеств пласта);
- 2) коэффициент турбулентного течения.

1.2.10. Скин-фактор

Во время бурения, заканчивания или капитального ремонта скважин нередко в пласт проникают частицы таких материалов, как фильтрат бурового раствора, тампонажный раствор или глина, что снижает проницаемость призабойной зоны скважины. Этот эффект обычно называют нарушением проницаемости призабойной зоны или скин-эффектом, а сама зона с нарушенной проницаемостью называется «скин-зоной». Эта зона может охватывать область радиусом от нескольких дюймов до нескольких футов от ствола скважины. Часто скважины подвергаются кислотной обработке или гидроразрыву, что способствует повышению проницаемости вблизи ствола скважины. Таким образом, проницаемость вблизи ствола скважины всегда отличается от проницаемости на удалении от нее, где пласт не подвергался бурению или обработке. Схематично скин-зона показана на рис. 1.26.

Скин-зона влияет на распределение давления вблизи ствола скважины. Снижение проницаемости призабойной зоны приводит к дополнительным потерям давления в пласте. В случае обработки ствола скважины возникает противоположный эффект. Обозначим падение давления в скин-зоне через Δp_{skin} , на рис. 1.27 сравниваются различия падения давления в скин-зоне для трех возможных результатов.

- *Первый результат:* $\Delta p_{\text{skin}} > 0$, что означает дополнительное падение давления из-за нарушения проницаемости пристволенной зоны, т. е. $k_{\text{skin}} < k$.
- *Второй результат:* $\Delta p_{\text{skin}} < 0$, что означает снижение падения давления из-за обработки призабойной зоны скважины, т. е. $k_{\text{skin}} > k$.
- *Третий результат:* $\Delta p_{\text{skin}} = 0$, что означает отсутствие изменений в состоянии ствола скважины, т. е. $k_{\text{skin}} = k$.

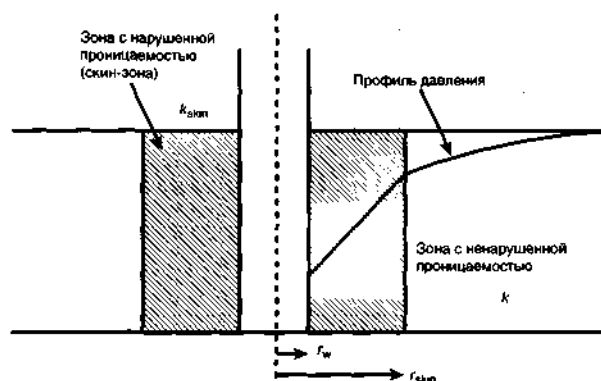


Рис. 1.26. Скин-эффект в призабойной зоне скважины

Хоукинс (Hawkins, 1956) предположил, что проницаемость скин-зоны, т. е. k_{skin} , однородна и падение давления в этой зоне можно приближенно описать уравнением на основе закона Дарси. Хоукинс предложил следующий метод:

$$\Delta p_{skin} = \left[\Delta p_{\text{в скин-зоне}} \right]_{\text{из-за } k_{skin}} - \left[\Delta p_{\text{в скин-зоне}} \right]_{\text{из-за } k}$$

Применив уравнение Дарси, получим:

$$(\Delta p)_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 h k_{skin}} \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) - \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 h k} \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right);$$

или:

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 k h} \right) \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right),$$

где:

k = проницаемость пласта, мД;

k_{skin} = проницаемость скин-зоны, мД.

Приведенное выше выражение для определения дополнительного падения давления в скин-зоне обычно представляется в следующем виде:

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 k h} \right) s = 141,2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{k h} \right) s, \quad [1.2.130]$$

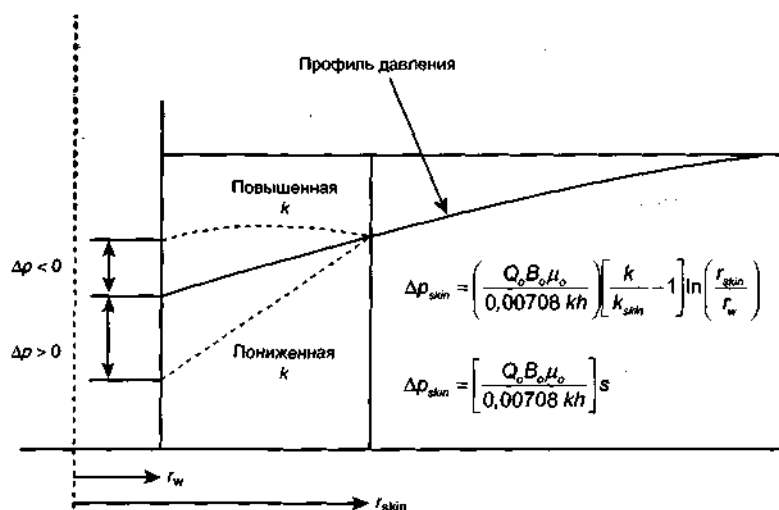


Рис. 1.27. Иллюстрация положительного и отрицательного скин-эффектов

где s называют коэффициентом нарушения эксплуатационных качеств пласта (скин-фактором) и рассчитывают по формуле:

$$s = \left[\frac{k}{k_{\text{skin}}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{\text{skin}}}{r_w} \right) \quad [1.2.131]$$

В зависимости от отношений проницаемостей k/k_{skin} и, если $\ln(r_{\text{skin}}/r_w)$ всегда положителен, существует только три возможных результата расчета скин-фактора s :

- 1) Положительный скин-фактор, $s > 0$. Если вблизи ствола скважины существует зона с нарушенной проницаемостью, k_{skin} меньше k и, следовательно, коэффициент s положителен. Величина скин-фактора увеличивается по мере уменьшения k_{skin} и увеличения радиуса зоны с нарушенной проницаемостью r_{skin} .
- 2) Отрицательный скин-фактор, $s < 0$. Если проницаемость в призабойной зоне k_{skin} выше проницаемости пласта k , скин-фактор — величина отрицательная. Отрицательный скин-фактор указывает на улучшенное состояние призабойной зоны скважины.
- 3) Нулевой скин-фактор, $s=0$. Нулевой скин-фактор означает отсутствие изменения проницаемости в призабойной зоне, т. е. $k_{\text{skin}} = k$.

Из уравнения 1.2.131 видно, что отрицательный скин-фактор приводит к отрицательному значению Δp_{skin} . Это означает, что при эксплуатации скважины, прошедшей обработку, необходимо меньшее падение давления для поддержания дебита q , чем в аналогичной скважине с однородной проницаемостью. Предложенное изменение предыдущего уравнения притока основано на предположении о том, что фактическое общее падение давления увеличится или уменьшится на величину Δp_{skin} . Пусть $(\Delta p)_{\text{ideal}}$ соответствует падению давления в области дренирования с однородной проницаемостью k . Тогда:

$$(\Delta p)_{\text{actual}} = (\Delta p)_{\text{ideal}} + (\Delta p)_{\text{skin}};$$

или:

$$(p_i - p_{wf})_{\text{actual}} = (p_i - p_{wf})_{\text{ideal}} + \Delta p_{\text{skin}} \quad [1.2.132]$$

Приведенная выше модификация уравнения притока, учитывающая изменения падения давления в результате скин-эффекта призабойной зоны может быть применена к трем предыдущим режимам течения:

- 1) стационарное течение;
- 2) нестационарное (переходное) течение;
- 3) псевдостационарное (полустационарное) течение.

В сущности, можно применить уравнение 1.2.132 следующим образом.

Радиальное стационарное течение (с учетом скин-фактора)

Подставив уравнения 1.2.15 и 1.2.130 в уравнение 1.2.132, получим:

$$(\Delta p)_{\text{actual}} = (\Delta p)_{\text{ideal}} + (\Delta p)_{\text{skin}},$$

$$(p_i - p_{wf})_{\text{actual}} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 kh} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0,00708 kh} \right) s.$$

Решив его относительно расхода, получим:

$$Q_o = \frac{0,00708 kh (p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o [\ln r_e / r_w + s]}, \quad [1.2.133]$$

где:

- Q_o — дебит нефти, ст. барр./сут.;
- k — проницаемость, мД;
- h — толщина, фут;
- s — скин-фактор;
- B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;
- μ_o — вязкость нефти, сП;
- p_i — начальное пластовое давление, пси;
- p_{wf} — забойное гидродинамическое давление, пси.

Нестационарное радиальное течение (с учетом скин-фактора)

Для слабосжимаемых флюидов. Подставив уравнения 1.2.71 и 1.2.130 в формулу 1.2.132, получим:

$$(\Delta p)_{\text{actual}} = (\Delta p)_{\text{ideal}} + (\Delta p)_{\text{skin}},$$

$$p_i - p_{wf} = 162,6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c_f r_w^2} - 3,23 \right] + 141,2 (Q_o B_o \mu_o kh) s;$$

или:

$$p_i - p_{wf} = 162,6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c_f r_w^2} - 3,23 + 0,87s \right]. \quad [1.2.134]$$

Для сжимаемых флюидов. Выполнив вычисления, аналогичные приведенным выше, получим:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{1637 Q_o T}{kh} \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c_f r_w^2} - 3,23 + 0,87s \right], \quad [1.2.135]$$

а поскольку через квадраты давлений разность $[m(p_i) - m(p_{wf})]$ можно заменить выражением:

$$m(p_1) - m(p_{wf}) = \int_{p_{wf}}^{p_1} \frac{2p}{\mu Z} dp = \frac{p_1^2 - p_{wf}^2}{2Z},$$

тогда получим:

$$p_1^2 - p_{wf}^2 = \frac{1637 Q_g T \bar{\mu}}{kh} \left[\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_u r_w^2} - 3,23 + 0,87s \right], \quad [1.2.136]$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 T — температура, °R;
 k — проницаемость, мД;
 t — время, часы.

*Псевдостационарное течение
 (с учетом скин-фактора)*

Для слабосжимаемых флюидов. Подставив выражение для скин-фактора в уравнение 1.2.123, получим:

$$Q_o = \frac{0,00708 kh (\bar{p} - p_{wf})}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]}, \quad [1.2.137]$$

Для сжимаемых флюидов

$$Q_g = \frac{kh [m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}{1422 T [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]}, \quad [1.2.138]$$

или через квадраты давлений:

$$Q_g = \frac{kh (p_i^2 - p_{wf}^2)}{1422 T \mu Z [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]}, \quad [1.2.139]$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 k — проницаемость, мД;
 T — температура, °R;
 $\bar{p}$ — вязкость газа при среднем давлении $\bar{p}$, сП;
 Z — коэффициент сжимаемости газа при среднем давлении $\bar{p}$.

Пример 1.19. Рассчитать скин-фактор для случая проникновения бурового раствора в зону радиусом 2 фут [61 см]. Проницаемость скин-зоны оценивается в 20 мД, а проницаемость ненарушенной части пласта — в 60 мД. Радиус ствола скважины составляет 0,25 фут [7,62 см].

Решение.

Рассчитаем скин-фактор по уравнению 1.2.131:

$$s = \left[\frac{60}{20} - 1 \right] \ln \left(\frac{2}{0,25} \right) = 4,16.$$

Мэттьюз и Рассел (Matthews и Russell, 1967) предложили альтернативный способ расчета скин-эффекта, введя понятие эффективного или приведенного радиуса ствола скважины r_{wa} , учитывающее падение давления в зоны с нарушенной проницаемостью. Они определили r_{wa} по следующей формуле:

$$r_{wa} = r_w e^s. \quad [1.2.140]$$

Во все уравнения идеального притока можно также ввести поправку на скин-эффект, просто заменив радиус ствола скважины r_w приведенным радиусом ствола скважины r_{wa} . Так уравнение 1.2.134 можно выразить в эквивалентной форме как:

$$p_i - p_{wf} = 162,6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_u r_{wa}^2} \right) - 3,23 \right]. \quad [1.2.141]$$

1.2.11. Коэффициент турбулентного течения

Все приведенные до сих пор математические формулы основаны на допущении о соблюдении линейного закона фильтрации. В условиях радиального течения скорость потока увеличивается по мере приближения к стволу скважины. Такое увеличение скорости может вызвать образование турбулентного течения вблизи ствола скважины. Если возникает турбулентное течение, оно, скорее всего, возникает при фильтрации газа, в результате чего падение давления увеличивается по механизму, аналогичному физической сущности скин-эффекта. В нефтегазодобыче для описания этого дополнительного падения давления из-за турбулентности течения используется понятие «течение жидкости, не подчиняющееся закону Дарси».

Обозначим дополнительное падение псевдодавления реального газа, связанное с течением жидкости, не подчиняющимся закону Дарси, как $\Delta \psi_{\text{non-Darcy}}$, тогда суммарное (фактическое) падение равно:

$$(\Delta \psi)_{\text{actual}} = (\Delta \psi)_{\text{ideal}} + (\Delta \psi)_{\text{skin}} + (\Delta \psi)_{\text{non-Darcy}}.$$

Уотенбергер и Рами (Wattenbarger и Ramey, 1968) предложили для расчета $(\Delta \psi)_{\text{non-Darcy}}$ следующую формулу:

$$(\Delta \psi)_{\text{non-Darcy}} = 3,161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_r k^2 r_w} \right] Q_g^2. \quad [1.2.142]$$

Это выражение можно представить в более удобной форме:

$$(\Delta \psi)_{\text{non-Darcy}} = F Q_g^2, \quad [1.2.143]$$

где F называют «коэффициентом течения жидкости, не подчиняющегося закону Дарси» и выражают как:

$$F = 3,161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gr} h^2 r_w} \right], \quad [1.2.144]$$

где:

- Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 μ_{gr} — расчетная вязкость газа при p_{gr} , сП;
 γ_g — относительная удельная масса газа;
 h — толщина, фут;
 F — коэффициент течения жидкости, не подчиняющегося закону Дарси, пси/сП (тыс. ст. фут³/сут.)²;
 β — параметр турбулентности.

Джонс (Jones, 1987) предложил математическое выражение для расчета параметра турбулентности β :

$$\beta = 1,88(10^{-10})(k)^{-1,47}(\phi)^{-0,53}, \quad [1.2.145]$$

где:

- k — проницаемость, мД;
 ϕ — пористость, доли единицы.

Член FQ_g^2 можно включить во все уравнения притока сжимаемого газа аналогично выражению для скин-фактора. Это выражение для течения флюида, не подчиняющегося закону Дарси, трактуют как скин-фактор, зависящий от производительности. Ниже приведены уравнения притока для трех режимов течения газа, учитывающие турбулентные течения:

- 1) нестационарное (переходное) течение;
- 2) полустационарное течение;
- 3) стационарное течение.

Нестационарное радиальное течение

Приток газа с нестационарным течением описывается уравнением 1.2.135, в которое можно внести поправку на дополнительное падение потенциала реального газа:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right] + FQ_g^2, \quad [1.2.146]$$

Обычно уравнение 1.2.146 записывают в более удобной форме:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s + 0,87DQ_g \right], \quad [1.2.147]$$

где член DQ_g интерпретируется как скин-фактор, зависящий от производительности. Коэффициент D называют коэффициентом инерции или коэффициентом турбулентного течения:

$$D = \frac{Fkh}{1422T}. \quad [1.2.148]$$

Истинный скин-фактор s , отражающий нарушение или улучшение проницаемости пласта, обычно объединяют со скин-фактором, зависящим от производительности (для течения, не подчиняющегося закону Дарси), и обозначают результат как кажущийся или общий скин-фактор s_v . То есть:

$$s_v = s + DQ_g; \quad [1.2.149]$$

или:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s_v \right], \quad [1.2.150]$$

Уравнение 1.2.150 можно выразить через квадраты давлений:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \left(\frac{1637 Q_g T \bar{Z} \bar{\mu}}{kh} \right) \left[\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} - 3,23 + 0,87s_v \right], \quad [1.2.151]$$

где:

- Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 t — время, часы;
 k — проницаемость, мД;
 μ_i — расчетная вязкость газа при p_i , сП.

Псевдостационарное течение

Уравнения 1.2.138 и 1.2.139 можно преобразовать с учетом течения, не подчиняющегося закону Дарси, следующим образом:

$$Q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1422T[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s + DQ_g]}; \quad [1.2.152]$$

или через квадраты давлений:

$$Q_g = \frac{kh(p_i^2 - p_{wf}^2)}{1422T\bar{\mu}\bar{Z}[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s + DQ_g]}, \quad [1.2.153]$$

где коэффициент D определяется как:

$$D = \frac{Fkh}{1422T}. \quad [1.2.154]$$

Стационарное течение

Аналогично приведенным выше преобразованиям, уравнения 1.2.32 и 1.2.33 можно представить в виде:

$$Q_e = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wi})]}{1422T[\ln(r_e/r_w) - 0,5 + s + DQ_e]} \quad [1.2.155]$$

$$Q_e = \frac{kh(p_i^2 - p_{wi}^2)}{1422T\bar{\mu}\bar{Z}[\ln(r_e/r_w) - 0,5 + s + DQ_e]} \quad [1.2.156]$$

Пример 1.20. Газовая скважина характеризуется расчетным радиусом зоны с нарушенной проницаемостью 2 фут [61 см] и расчетной пониженной проницаемостью 30 мД. Проницаемость и пористость пласта составляют 55 мД и 12 %, соответственно. Из скважины добывается газ с плотностью 0,6 с производительностью 20 млн ст. фут³/сут. [0,54 млн м³/сут.]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$r_w = 0,25; h = 20 \text{ фут}; T = 140^\circ\text{F}; \mu_{gw} = 0,013 \text{ сП.}$$

Требуется рассчитать кажущийся скин-фактор.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем скин-фактор по формуле 1.2.131:

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) = \left[\frac{55}{30} - 1 \right] \ln \left(\frac{2}{0,25} \right) = 1,732.$$

Шаг 2. Рассчитаем параметр турбулентности β по формуле 1.2.145:

$$\begin{aligned} \beta &= 1,88(10^{-10})(k)^{-1,47}(\varphi)^{-0,53} = \\ &= 1,88 \times 10^{10}(55)^{-1,47}(0,12)^{-0,53} = \\ &= 159,904 \times 10^6. \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем коэффициент течения, не подчиняющегося уравнению Дарси, по формуле 1.2.144:

$$\begin{aligned} F &= 3,161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w} \right] = \\ &= 3,1612 \times 10^{-12} \left[\frac{159,904 \times 10^6 (600)(0,6)}{(0,013)(20)^2(0,25)} \right] = \\ &= 0,14. \end{aligned}$$

Шаг 4. Рассчитаем коэффициент D по формуле 1.2.148:

$$\begin{aligned} D &= \frac{Fkh}{1422T} = \\ &= \frac{(0,14)(55)(20)}{(1422)(600)} = 1,805 \times 10^{-4}. \end{aligned}$$

Шаг 5. Рассчитаем кажущийся скин-фактор по формуле 1.2.149:

$$\begin{aligned} s' &= s + DQ_e = 1,732 + (1,805 \times 10^{-4})(20000) = \\ &= 5,342. \end{aligned}$$

1.2.12. Принцип суперпозиции

Очевидно, что решения уравнения диффузии для радиального течения, приведенные выше в данной главе, применимы только для описания распределения давления в бесконечном пласте, установившегося в результате добычи с постоянным дебитом из одной скважины. Поскольку реальные пластовые системы обычно включают в себя несколько скважин, работающих с изменяемыми дебитами, для описания нестационарного течения флюида требуется более обобщенный подход.

Принцип суперпозиции — мощный инструмент, применение которого позволит устранить ограничения, накладываемые различными вариантами решений на уравнения переходного течения. В математической формулировке теорема о суперпозиции гласит, что любая сумма частных решений уравнения диффузии также является решением этого уравнения. Этот принцип можно применить для учета следующих факторов при решении уравнений для случаев переходного течения:

- влияние нескольких скважин;
- влияние изменения дебитов;
- влияние границы;
- влияние изменения давления.

Слайдер (Slider, 1976) представил великолепный анализ и пределы практического применения принципа суперпозиции при решении широкого ряда задач, связанных с нестационарным течением.

Влияние нескольких скважин

Часто требуется определить влияние нескольких скважин на давление в определенной точке пласта. Принцип суперпозиции гласит, что суммарное падение давления в любой точке пласта равно сумме изменений давлений в выбранной точке, вызванных потоком к каждой скважине в пласте. Другими словами, мы просто накладываем один процесс на другой.

На рис. 1.28 показаны три скважины, осуществляющие добычу с различными дебитами из бесконечного пласта, т. е. пласта с нестационарным характером течения. Принцип суперпозиции гласит, что общее падение давления наблюдаемое у любой из скважин, например у скважины 1, равно:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{\text{total drop at well 1}} &= (\Delta p)_{\text{drop due to well 1}} \\ &+ (\Delta p)_{\text{drop due to well 2}} \\ &+ (\Delta p)_{\text{drop due to well 3}} \end{aligned}$$

Падение давления у скважины 1 в связи с ее собственной добычей выражается логарифми-

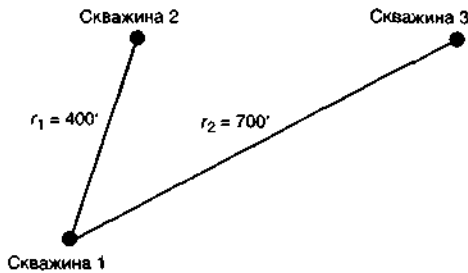


Рис. 1.28. Схема расположения скважин в примере 1.21

ческой аппроксимацией решения функции Ei , представленной формулой 1.2.134, или:

$$(p_i - p_w) = (\Delta p)_{well} = \frac{162,6 Q_{oi} B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right]$$

где:

- t — время, часы;
- s — скин-фактор;
- k — проницаемость, мД;
- Q_{oi} — расход нефти из скважины 1.

Дополнительные падения давления у скважины 1 в результате добычи из скважин 2 и 3 следует записать в виде решения с использованием функции Ei , выраженного формулой 1.2.66, поскольку логарифмическая аппроксимация неприменима для вычисления давления на большом расстоянии r от скважины, где $x > 0,1$. Таким образом:

$$p(r, t) = p_i + \left[\frac{70,6 Q_{oi} \mu_o B_o}{kh} \right] Ei \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i r^2}{kt} \right]$$

Применив приведенное выше выражение для вычисления дополнительного падения давления, связанного с работой двух других скважин, получим:

$$(\Delta p)_{drop \text{ due to well } 2} = p_i - p(r_1, t) = - \left[\frac{70,6 Q_{oi} \mu_o B_o}{kh} \right] \times \times Ei \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i r_1^2}{kt} \right]$$

$$(\Delta p)_{drop \text{ due to well } 3} = p_i - p(r_2, t) = - \left[\frac{70,6 Q_{oi} \mu_o B_o}{kh} \right] \times \times Ei \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i r_2^2}{kt} \right]$$

Тогда суммарное падение давления равно:

$$(p_i - p_w)_{total \text{ at well } 1} = \left(\frac{162,6 Q_{oi} B_o \mu_o}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right] - \left(\frac{70,6 Q_{oi} B_o \mu_o}{kh} \right) Ei \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i r_1^2}{kt} \right] - \left(\frac{70,6 Q_{oi} B_o \mu_o}{kh} \right) Ei \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i r_2^2}{kt} \right]$$

где через Q_{oi} , Q_{o2} и Q_{o3} обозначаются соответствующие дебиты скважин 1, 2 и 3.

Приведенный выше вычислительный метод может также использоваться для расчета давлений у скважин 2 и 3. Также его можно расширить на любое количество скважин, работающих в режиме нестационарного течения. Следует также отметить, что если расчетная точка совпадает с продуктивной скважиной, необходимо включить в расчеты скин-фактор только для этой скважины.

Пример 1.21. Пусть все три скважины, представленные на рис. 1.28, эксплуатируются в условиях переходного течения 15 часов. Имеются также следующие дополнительные данные:

- $Q_{oi} = 100$ ст. барр./сут.; $Q_{o2} = 160$ ст. барр./сут.;
- $Q_{o3} = 200$ ст. барр./сут.; $p_i = 4500$ пси;
- $B_o = 1,20$ пл. барр./ст. барр.; $c_i = 20 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;
- $(s)_{well} = -0,5$; $h = 20$ фут;
- $\phi = 15\%$; $k = 40$ мД;
- $r_w = 0,25$ фут; $\mu_o = 2,0$ сП;
- $r_1 = 400$ фут; $r_2 = 700$ фут.

Приняв, что все три скважины работают с постоянными дебитами, рассчитать динамическое давление на забое скважины 1 в зоне перфорации.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем падение давления у скважины 1, вызванное ее собственной добычей, по формуле 1.2.134:

$$(p_i - p_w) = (\Delta p)_{well} = \frac{162,6 Q_{oi} B_o \mu_o}{kh} \times \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right]$$

$$(\Delta p)_{well} = \frac{(162,6)(100)(1,2)(2,0)}{(40)(20)} \times \left[\log \left(\frac{(40)(15)}{(0,15)(2)(20 \times 10^{-6})(0,25)^2} \right) - 3,23 + 0,87(0) \right] = 270,2$$

Шаг 2. Рассчитаем падение давления у скважины 1, вызванное добычей из скважины 2:

$$\begin{aligned}
 (\Delta p)_{\text{drop due to well 2}} &= p_1 - p(r_1, t) = \\
 &= - \left[\frac{70,6 Q_{02} \mu_o B_o}{kh} \right] \text{Ei} \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_f r_1^2}{kt} \right] \\
 (\Delta p)_{\text{due to well 2}} &= - \frac{(70,6)(160)(1,2)(2)}{(40)(20)} \times \\
 &\times \text{Ei} \left[- \frac{(948)(0,15)(2,0)(20 \times 10^{-6})(400)^2}{(40)(15)} \right] = \\
 &= 33,888 [-\text{Ei}(-1,5168)] = \\
 &= (33,888)(0,13) = 4,41
 \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем падение давления, вызванное добычей из скважины 3:

$$\begin{aligned}
 (\Delta p)_{\text{drop due to well 3}} &= p_1 - p(r_2, t) = \\
 &= - \left[\frac{70,6 Q_{03} \mu_o B_o}{kh} \right] \text{Ei} \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_f r_2^2}{kt} \right] \\
 (\Delta p)_{\text{due to well 3}} &= \frac{(70,6)(200)(1,2)(2)}{(40)(20)} \times \\
 &\times \text{Ei} \left[- \frac{(948)(0,15)(2,0)(20 \times 10^{-6})(700)^2}{(40)(15)} \right] = \\
 &= (42,36) [-\text{Ei}(-4,645)] = \\
 &= (42,36)(1,84 \times 10^{-3}) = 0,08
 \end{aligned}$$

Шаг 4. Рассчитаем общее падение давления у скважины 1:

$$(\Delta p)_{\text{total at well 1}} = 270,2 + 4,41 + 0,08 = 274,69$$

Шаг 5. Рассчитаем p_w у скважины 1:

$$p_w = 4500 - 274,69 = 4225,31$$

Влияние изменения дебита

Во всех представленных выше в данной главе математических выражениях предполагается, что в режиме нестационарного течения скважины осуществляют добычу с постоянным дебитом. На практике дебит всех скважин изменяется и, следовательно, важно уметь предсказывать поведение давления при изменении дебита. Применительно к этому случаю принцип суперпозиции гласит: «Воздействие на давление, вызванное изменением каждого потока в отдельной скважине, не зависит от воздействий на давление, вызванных предыдущими изменениями потоков». Соответственно, общее падение давления в любой момент времени представляет собой сумму изменений давления, вызванных по отдельности каждым изменением расхода.

Рассмотрим изначально простаивающую скважину, т. е. $Q=0$, которая затем осуществляла добычу с дискретно изменяющимися постоянными дебитами в течение различных про-

межутков времени, как показано на рис. 1.29. Чтобы рассчитать общее падение давления на забое скважины к моменту времени t_i , используем составное решение как сумму отдельных решений для условий постоянного дебита в течение указанных временных интервалов или:

$$\begin{aligned}
 (\Delta p)_{\text{total}} &= (\Delta p)_{\text{due to } (Q_1 - 0)} + (\Delta p)_{\text{due to } (Q_2 - Q_{1,1})} + \\
 &+ (\Delta p)_{\text{due to } (Q_3 - Q_{2,1})} + (\Delta p)_{\text{due to } (Q_4 - Q_{3,1})}
 \end{aligned}$$

Из приведенного выше выражения видно, что общее падение давления определяется четырьмя составляющими, соответствующими четырем отдельным расходам:

Первая составляющая связана с увеличением дебита от 0 до Q_1 и определяется за весь временной интервал t_i , т. е.:

$$\begin{aligned}
 (\Delta p)_{Q_1-0} &= \left[\frac{162,6(Q_1 - 0)B\mu}{kh} \right] \times \\
 &\times \left[\log \left(\frac{kt_i}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right].
 \end{aligned}$$

Важно отметить, что в приведенное выше уравнение подставляется изменение дебита, т. е. (новый дебит - прежний дебит). Воздействие на давление оказывает именно изменение дебита. Также следует отметить, что под временем в уравнении понимается общее время, прошедшее с момента изменения производительности.

Вторая составляющая связана с уменьшением дебита от Q_1 до Q_2 в момент времени t_1 , т. е.:

$$\begin{aligned}
 (\Delta p)_{Q_2-Q_1} &= \left[\frac{162,6(Q_2 - Q_1)B\mu}{kh} \right] \times \\
 &\times \left[\log \left(\frac{k(t_i - t_1)}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right].
 \end{aligned}$$

Используя тот же принцип, рассчитаем две оставшиеся составляющие, связанные с изменениями дебита от Q_2 до Q_3 и от Q_3 до Q_4 :

$$\begin{aligned}
 (\Delta p)_{Q_3-Q_2} &= \left[\frac{162,6(Q_3 - Q_2)B\mu}{kh} \right] \times \\
 &\times \left[\log \left(\frac{k(t_i - t_2)}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right] \\
 (\Delta p)_{Q_4-Q_3} &= \left[\frac{162,6(Q_4 - Q_3)B\mu}{kh} \right] \times \\
 &\times \left[\log \left(\frac{k(t_i - t_3)}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right].
 \end{aligned}$$

Приведенную выше методику можно так же применить к модели скважины в условиях нескольких изменений производительности

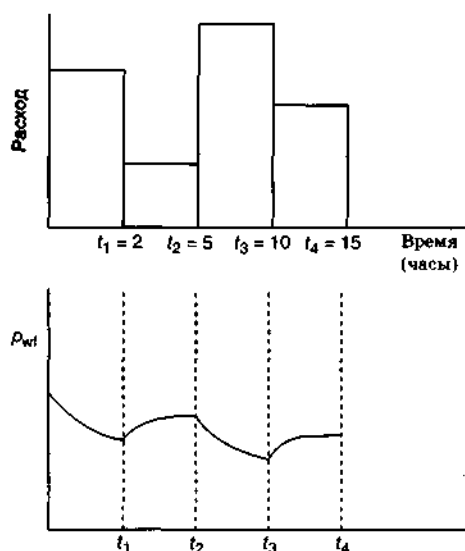


Рис. 1.29. График изменения дебита скважины и давления

(дебита). Обратите внимание, что вышеприведенный подход применим только к случаю нестационарного потока в течение всего времени эксплуатации скважины, с момента добычи с начальным дебитом.

Пример 1.22. На рис. 1.29 показан график изменения производительности скважины, работающей 15 часов на нестационарном режиме фильтрации (первая фаза). На основе следующих данных:

$$\begin{aligned} p_i &= 5000 \text{ пси}; & h &= 20 \text{ фут}; \\ E_o &= 1,1 \text{ пл. барр./ст. барр.}; \\ \phi &= 15\%; & \mu_o &= 2,5 \text{ сП}; & r_w &= 0,3 \text{ фут}; \\ c_i &= 20 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; & s &= 0; & k &= 40 \text{ мД}. \end{aligned}$$

рассчитать давление на забое скважины через 15 часов.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем падение давления, связанное с первым уровнем дебита в течение всего периода эксплуатации скважины:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{q_1-q_0} &= \frac{(162,6)(100-0)(1,1)(2,5)}{(40)(20)} \times \\ &\times \left[\log \left(\frac{(40)(15)}{(0,15)(2,5)(20 \times 10^{-6})(0,3)^2} \right) - 3,23 + 0 \right] = \\ &= 319,6 \text{ пси}. \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем дополнительное изменение давления, связанное с изменением дебита от 100 до 70 ст. барр./сут.:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{q_2-q_1} &= \frac{(162,6)(70-100)(1,1)(2,5)}{(40)(20)} \times \\ &\times \left[\log \left(\frac{(40)(15-2)}{(0,15)(2,5)(20 \times 10^{-6})(0,3)^2} \right) - 3,23 \right] = \\ &= -94,85 \text{ пси}. \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем дополнительное изменение давления, связанное с изменением дебита от 70 до 150 ст. барр./сут.:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{q_3-q_2} &= \frac{(162,6)(150-70)(1,1)(2,5)}{(40)(20)} \times \\ &\times \left[\log \left(\frac{(40)(15-5)}{(0,15)(2,5)(20 \times 10^{-6})(0,3)^2} \right) - 3,23 \right] = \\ &= 249,18 \text{ пси}. \end{aligned}$$

Шаг 4. Рассчитаем дополнительное изменение давления, связанное с изменением дебита от 150 до 85 ст. барр./сут.:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{q_4-q_3} &= \frac{(162,6)(85-150)(1,1)(2,5)}{(40)(20)} \times \\ &\times \left[\log \left(\frac{(40)(15-10)}{(0,15)(2,5)(20 \times 10^{-6})(0,3)^2} \right) - 3,23 \right] = \\ &= -190,44 \text{ пси}. \end{aligned}$$

Шаг 5. Рассчитаем общее падение давления:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{\text{total}} &= 319,6 + (-94,85) + 249,18 + (-190,44) = \\ &= 283,49 \text{ пси}. \end{aligned}$$

Шаг 6. Рассчитаем давление у ствола скважины через 15 часов работы в режиме нестационарного течения:

$$p_{wf} = 5000 - 283,49 = 4716,51 \text{ пси}.$$

Влияние границы пласта

Теореме о суперпозиции также можно использовать для прогнозирования давления в скважине, находящейся в ограниченном пласте. На рис. 1.30 показана скважина, расположенная на расстоянии L от границы отсутствия подачи, т. е. от непроницаемого сброса. Такую границу отсутствия подачи можно описать следующим выражением градиента давления:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial L} \right)_{\text{Boundary}} = 0.$$

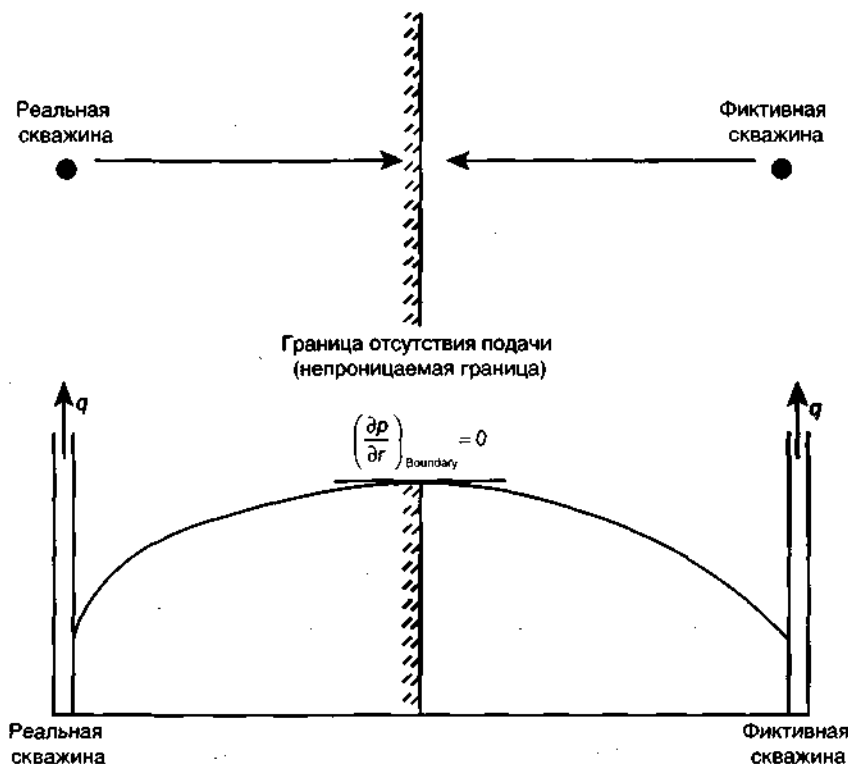


Рис. 1.30. Решение граничной задачи методом зеркальных отображений

С математической точки зрения, рассмотренные выше граничные условия можно выполнить, поместив *фиктивную* скважину, идентичную реальной, на расстоянии L от границы, но с другой стороны от нее. Соответственно, влияние границы на характер изменения давления у скважины будет таким же, как влияние фиктивной скважины, расположенной на расстоянии $2L$ от реальной скважины.

Метод суперпозиции, в котором учитываются граничные эффекты, часто называют *методом зеркальных отображений*. Таким образом, для системы, показанной на рис. 1.30, задача сводится к определению влияния фиктивной скважины на реальную. Общее падение давления на реальной скважине будет равно сумме падения давления, вызванного ее собственной добычей, и падения давления, вызванного добычей идентичной скважины, расположенной на расстоянии $2L$ от нее, или:

$$(\Delta p)_{\text{total}} = (\Delta p)_{\text{actual well}} + (\Delta p)_{\text{due to image well}}$$

или:

$$(\Delta p)_{\text{total}} = \frac{162,6 Q_0 B \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right] - \left(\frac{70,6 Q_0 B \mu}{kh} \right) \text{Ei} \left(- \frac{948 \phi \mu c_f (2L)^2}{kt} \right) \quad (45).$$

[1.2.157]

Обратите внимание, что уравнение описывает бесконечный пласт, имеющий только указанную границу. В ограниченном пласте падение давления всегда превышает расчетные значения для неограниченных пластов.

Понятие фиктивной скважины можно расширить на общий характер изменения давления в скважинах, расположенных в различных граничных условиях.

Пример 1.23. На рис. 1.31 показана скважина, расположенная между двумя непроницаемыми сбросами, на расстоянии, соответственно, 400 и 600 фут [122 и 183 м] от них. Скважина эксплуатируется в условиях нестационарного (переходного) течения и постоянного дебита в 200 ст. барр./сут. Дано:

$p_i = 500$ пси; $h = 600$ мД;
 $B_o = 1,1$ пл. барр./ст. барр.;
 $\phi = 17\%$; $\mu_o = 2,0$ сП; $h = 25$ фут;
 $r_w = 0,3$ фут; $s = 0$; $c_i = 25 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$.

Требуется рассчитать забойное давление через 10 часов.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем падение давления, обусловленное дебитом реальной скважины:

$$\begin{aligned} (p_i - p_{wf}) &= (\Delta p)_{\text{actual}} = \frac{162,6 Q_{o2} B_o \mu_o}{k h} \times \\ &\times \left[\log \left(\frac{k t}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87 s \right]. \\ (\Delta p)_{\text{actual}} &= \frac{(162,6)(200)(1,1)(2,0)}{(60)(25)} \times \\ &\times \left[\log \left(\frac{(60)(10)}{(0,17)(2)(25 \times 10^{-6})(0,3)^2} \right) - 3,23 + 0 \right] = \\ &= 270,17 \text{ пси.} \end{aligned}$$

Шаг 2. Определим дополнительное падение давления, обусловленное наличием первого непроницаемого сброса (т. е. фиктивной скважины 1):

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{\text{image well 1}} &= p_i - p(2L_1, t) = \\ &= - \left[\frac{70,6 Q_{o2} \mu_o B_o}{k h} \right] \text{Ei} \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i (2L_1)^2}{k t} \right]. \\ (\Delta p)_{\text{image well 1}} &= - \frac{(70,6)(200)(1,1)(2,0)}{(60)(25)} \times \\ &\times \text{Ei} \left[\frac{-(948)(0,17)(2)(25 \times 10^{-6})(2 \times 100)^2}{(60)(10)} \right] = \\ &= 20,71 [-\text{Ei}(-0,537)] = 10,64 \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем влияние второго непроницаемого сброса (т. е. фиктивной скважины 2):

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{\text{image well 2}} &= p_i - p(2L_2, t) = \\ &= - \left[\frac{70,6 Q_{o2} \mu_o B_o}{k h} \right] \text{Ei} \left[\frac{-948 \phi \mu_o c_i (2L_2)^2}{k t} \right]. \\ (\Delta p)_{\text{image well 2}} &= \\ &= 20,71 \left[-\text{Ei} \left(\frac{-948(0,17)(2)(25 \times 10^{-6})(2 \times 200)^2}{(60)(10)} \right) \right] = \\ &= 20,71 [-\text{Ei}(-2,15)] = 1,0. \end{aligned}$$

Шаг 4. Суммарное падение давления:

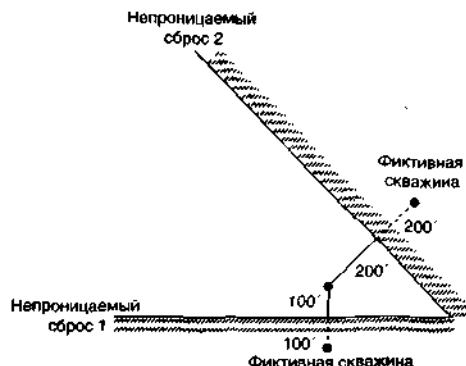


Рис. 1.31. Схема расположения скважин в примере 1.23

$$(\Delta p)_{\text{total}} = 270,17 + 10,64 + 1,0 = 281,8$$

Шаг 5.

$$p_{wf} = 5000 - 281,8 = 4718,2$$

Расчет влияния изменений давления

Принцип суперпозиции также применим к случаю добычи с постоянным давлением. Расчет изменений давления в данном решении выполняется практически таким же образом, как и расчет изменений дебитов для случая добычи с постоянным давлением. Расчет влияния изменения давления методом суперпозиции полностью описан в главе 2 данной книги.

1.3. Гидродинамические исследования скважин

Для анализа текущего поведения пласта и прогнозирования его отдачи в дальнейшем инженеру-нефтянику важно обладать подробными сведениями об этом пласте. Гидродинамические исследования скважин позволяют инженеру количественно оценить характеристики пласта. Гидродинамические исследования проводятся, главным образом, путем внесения возмущений в поле давления с последующей регистрацией кривых восстановления давления, т. е. забойного гидродинамического давления, с течением времени. Среди разновидностей гидродинамических исследований скважин, широко применяющихся в нефтегазодобыче, различают следующие:

- исследования с падением давления;
- исследования с восстановлением давления (КВД);

- исследования на установившихся режимах;
- исследования интерференции скважин;
- исследование по гидропрослушиванию;
- опробование с испытателем пласта;
- измерение падения (стабилизации) давления в нагнетательной скважине после ее закрытия;
- испытания на приемистость;
- исследования на ступенчатое изменение давления.

Следует отметить, что когда изменяется дебит той же скважины, для которой регистрируется ответное изменение давления, процесс называют «исследованиями одиночной скважины». Примерами исследований одиночной скважины являются исследования с падением или нарастанием давления, исследования на приемистость, измерение падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия или исследования на ступенчатое изменение давления. Если же изменяется дебит одной скважины, а ответное изменение давления регистрируется для другой (или других) скважин, исследования называют «групповыми исследованиями».

Некоторые из перечисленных выше типов испытаний кратко описаны в следующих разделах.

Общепризнано, что характер изменения давления в пласте в результате изменения дебита непосредственно определяется геометрией пласта и характером течений в нем. В результате исследований скважины можно, помимо прочего, получить следующую информацию:

Исследования с падением давления	Профиль давления Поведение пласта Проницаемость Скин-зона Длина разрыва Границы и форма пласта
Исследования с восстановлением давления КВД	Поведение пласта Проницаемость Длина разрыва Скин-зона Пластовое давление Границы
Опробование с испытателем пласта	Поведение пласта Проницаемость Скин-зона Длина разрыва Границы пласта Границы
Измерение падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия	Подвижность в различных зонах Скин-зона Пластовое давление Расположение фронтальных границ

Исследования интерференции и гидропрослушивание

Взаимное влияние нескольких скважин
Поведение типа пласта
Пористость
Межскважинная проницаемость
Вертикальная проницаемость

Исследования многопластовых залежей

Горизонтальная проницаемость
Вертикальная проницаемость
Скин-зона
Среднее давление в слое
Внешние границы

Исследования при ступенчатом изменении давления

Давление жидкости разрыва для распространения трещины
Проницаемость
Скин-зона

Существует великолепно написанная научно-техническая и справочная литература, в которой всесторонне и скрупулезно рассматриваются вопросы испытания и гидродинамического анализа скважин, в частности:

- C. S. Matthews and D. G. Russell, *Pressure Buildup and Flow Test in Wells* (Исследования с нарастанием давления и испытания скважин на приток) (1967);
- Energy Resources Conservation Board (ERBC), *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells* (Теория и практика испытаний газовых скважин) (1975);
- Robert Earlougher, *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические методы исследования скважин) (1977);
- John Lee, *Well Testing* (Испытания скважин) (1982);
- M. A. Sabet, *Well Test Analysis* (Анализ результатов испытания скважин) (1991);
- Roland Horn, *Modern Well Test Analysis* (Современный анализ результатов испытания скважин) (1995).

1.3.1. Исследования с падением давления

Исследования с падением давления представляют собой серию измерений значений забойного гидродинамического давления в условиях постоянной производительности. Обычно перед проведением исследований на приток скважину останавливают на время, достаточное для выравнивания давления по всему пласту, т. е. до достижения условий статического давления. Схематично идеальный график изменения дебита и давления показан на рис. 1.32.

Основными целями исследования с падением давления является получение среднего значе-

ния проницаемости породы пласта k для области дренирования скважины, а также оценка степени влияния на проницаемость призабойной зоны скважины в ходе бурения и заканчивания скважины. К другим целям относится определение объема пор и неоднородностей пласта в области дренирования скважины.

При эксплуатации скважины с постоянным дебитом Q_0 , в случае нестационарной фильтрации характер изменения давления в скважине будет таким же, как в пласте неограниченного размера. Характер изменения давления в этих условиях описывается уравнением 1.2.134:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162,6 Q_0 B_o \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right],$$

где:

- k — проницаемость, мД;
- t — время, часы;
- r_w — радиус ствола скважины, фут;
- s — скин-фактор.

Приведенное выше уравнение можно записать в следующем виде:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162,6 Q_0 B_o \mu}{kh} \times \left[\log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right]. \quad [1.3.1]$$

Это соотношение, по сути, является прямой линией и может быть записано как:

$$p_{wf} = a + m \log(t),$$

где:

$$a = p_i - \frac{162,6 Q_0 B_o \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right]$$

и наклон m рассчитывается по формуле:

$$-m = \frac{-162,6 Q_0 B_o \mu_o}{kh}. \quad [1.3.2]$$

Графическая зависимость уравнения 1.3.1 может быть представлена в виде забойного давления p_{wf} от времени t в полулогарифмических координатах как прямая с наклоном m в пси/цикл. Этот прямой (в полулогарифмических координатах) участок данных исследования с падением давления, как показано на рис. 1.33, можно также представить в другой, более удобной форме, применив определение наклона:

$$m = \frac{p_{wt} - p_{hr}}{\log(t) - \log(1)} = \frac{p_{wt} - p_{hr}}{\log(t) - 0},$$

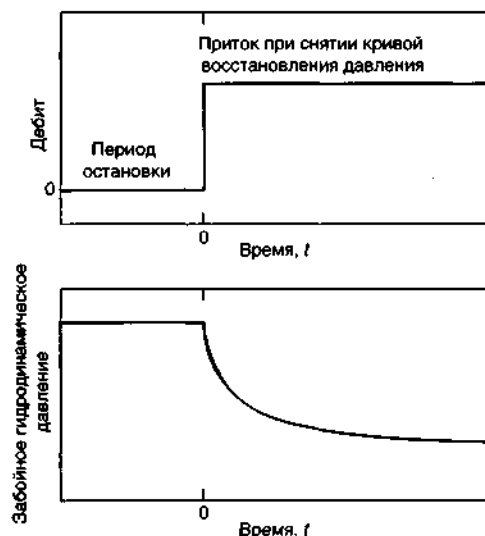


Рис. 1.32. Исследования с замером падения давления

или:

$$p_{wt} = m \log(t) + p_{hr}.$$

Обратите также внимание, что уравнение 1.3.2 можно также преобразовать, чтобы определить параметр kh области дренирования скважины. Если известна толщина, средняя проницаемость выражается как:

$$k = \frac{162,6 Q_0 B_o \mu_o}{|m| h},$$

где:

- k — средняя проницаемость, мД;
- $|m|$ — абсолютное значение наклона, пси/цикл.

Очевидно, что также можно рассчитать kh/μ или k/μ .

Чтобы учесть скин-эффект, преобразуем уравнение 1.3.1:

$$s = 1,151 \left[\frac{p_i - p_{wt}}{|m|} - \log t - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3,23 \right];$$

или, в более удобной форме, если выбрать $p_{wt} = p_{hr}$, что определяется экстраполяцией прямой линии до $t = 1$ час, получим:

$$s = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{thr}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) + 3,23 \right], \quad [1.3.3]$$

где $|m|$ — абсолютная величина наклона m .

В уравнении 1.2.3 p_{thr} определяется по прямой линии в полулогарифмических координатах. Если значение давления, измеренное в момент времени 1 час, не совпадает с этой линией, следует линию экстраполировать на время 1 час и полученную экстраполированную величину p_{thr} подставить в уравнение 1.3.3. Эта процедура позволяет избежать ошибки в расчете скин-эффекта, связанной с зависимостью давления от объема нефти в стволе скважины. Экстраполяция на p_{thr} показана на рис. 1.33.

Обратите внимание, что дополнительное падение давления из-за скин-эффекта было дано выше в уравнении 1.2.130:

$$\Delta p_{skin} = 141,2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) s.$$

Это выражение для дополнительного падения давления можно переписать в эквивалентной форме зависимости наклона прямой в полулогарифмических координатах m , последнее можно объединить с уравнением 1.3.3. Тогда:

$$\Delta p_{skin} = 0,87 |m| s.$$

Еще одной физической характеристикой скин-фактора является коэффициент расхода E , определяемый из отношения фактического или кажущегося коэффициента продуктивности скважины J_{actual} к идеальному коэффициенту продуктивности скважины J_{ideal} . Идеальный коэффициент продуктивности скважины J_{ideal} определяется для условий, в которых проницаемость вокруг ствола скважины не изменяется. Математически коэффициент расхода описывается как:

$$E = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{p} - P_{wf} - \Delta p_{skin}}{\bar{p} - P_{wf}},$$

где $\bar{p}$ — среднее давление в области дренирования скважины.

Если исследование с падением давления проводится достаточно долго, график забойного гидродинамического давления в полулогарифмических координатах отклонится от прямой и будет соответствовать переходу от бесконечного пласта к псевдостационарному состоянию. Скорость падения давления в режиме псевдостационарного течения описывается уравнением 1.2.116:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{0,23396q}{c_f(\pi r_w^2)h\phi} = \frac{-0,23396q}{c_f(A)h\phi} = \frac{-0,23396q}{c_f(\text{объем пор})}.$$

В этих условиях давление, включая забойное гидродинамическое давление p_{wf} , в любой точке пласта будет падать с постоянной скоростью. То есть:

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = m' = \frac{-0,23396q}{c_f A h \phi}.$$

Это выражение предполагает, что в режиме полустационарного течения график p_{wf} от t в декартовых координатах представляет собой прямую с отрицательным наклоном m' , который определяется как:

$$-m' = \frac{-0,23396q}{c_f A h \phi},$$

где:

m' — наклон прямой в декартовых координатах в режиме псевдостационарного течения, пси/час;

q — дебит, пл. барр./сут.;

A — площадь области дренирования, фут².

Пример 1.24*. Рассчитать проницаемость по нефти и скин-фактор на основе скорости падения давления по рис. 1.34.

Известны следующие характеристики пласта:

$h = 130$ фут; $\phi = 20\%$; $r_w = 0,25$ фут;

$p_i = 1154$ пси; $Q_o = 348$ ст. барр./сут.;

$m = -22$ пси/цикл; $B_o = 1,14$ пл. барр./ст. барр.;

$\mu_o = 3,93$ сП; $c_f = 8,74 \times 10^{-6}$ пси⁻¹.

Считая, что эффект от заполнения ствола скважины нефтью незначителен, рассчитать:

- проницаемость;
- скин-фактор;
- дополнительное падение давления из-за скин-эффекта.

Решение.

Шаг 1. Из рис. 1.34 рассчитаем p_{thr} :

$$p_{thr} = 954 \text{ пси } [6,58 \text{ МПа}].$$

Шаг 2. Определим наклон линии режима переходного течения:

$$m = -22 \text{ пси/цикл } [151,7 \text{ кПа/цикл}].$$

Шаг 3. Рассчитаем проницаемость по формуле 1.3.2:

а Задача, представленная в этом примере, и ее решение приведены в монографии Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Series (Гидродинамические методы исследования скважин), SPE, Dallas (1997).

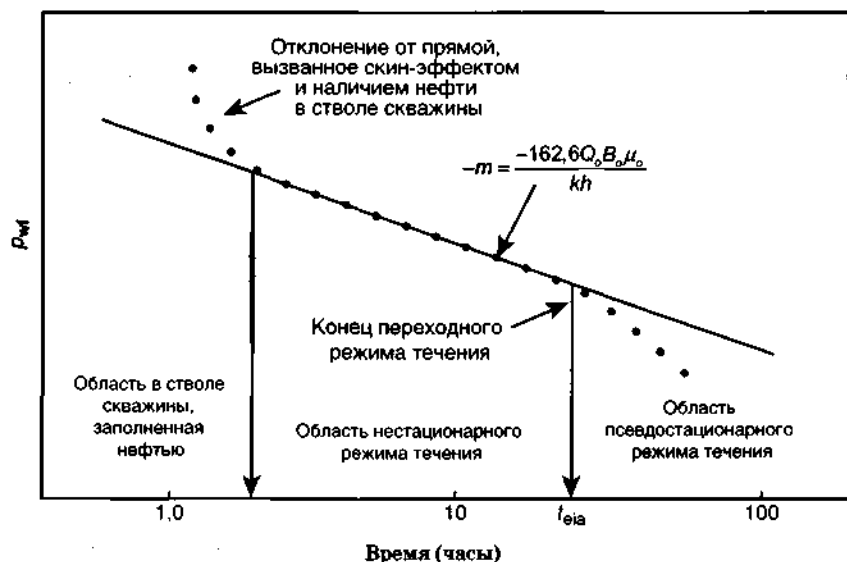


Рис. 1.33. График данных, полученных при испытаниях с падением давления, в полулогарифмических координатах

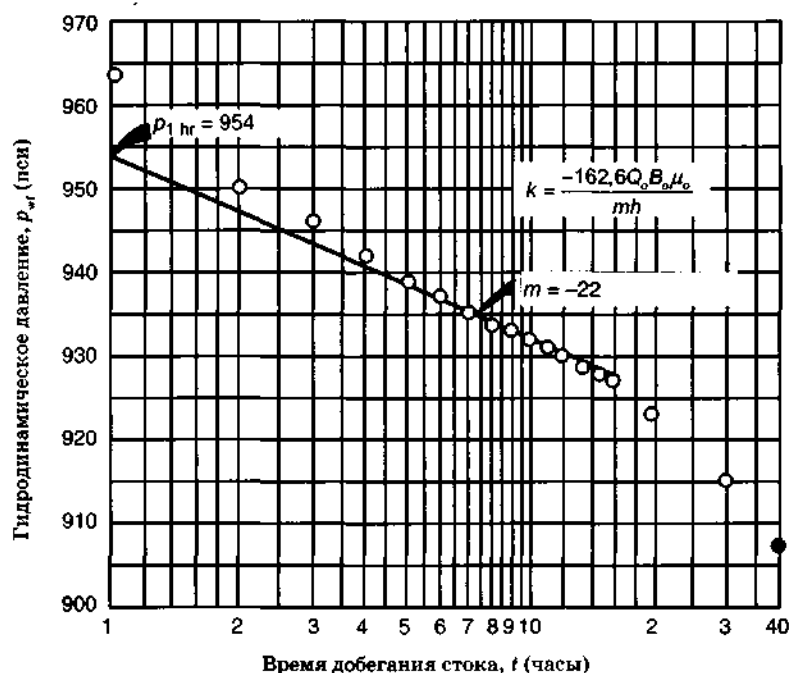


Рис. 1.34. График данных, полученных при исследованиях с падением давления, в полулогарифмических координатах (Earlougher) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$k = \frac{-162,6Q_o B_o \mu_o}{mh} = \frac{-(162,6)(348)(1,14)(3,93)}{(-22)(130)} = 89 \text{ мД.}$$

Шаг 4. Решим уравнение 1.3.3 относительно скин-фактора:

$$s = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{hr}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3,23 \right] = 1,151 \left[\left(\frac{1154 - 954}{22} \right) - \log \left(\frac{89}{(0,2)(3,93)(8,74 \times 10^{-6})(0,25)^2} \right) + 3,2275 \right] = 4,6.$$

Шаг 5. Рассчитаем дополнительное падение давления:

$$\Delta p_{skin} = 0,87 |m| s = 0,87(22)(4,6) = 88$$

Следует отметить, что для многофазного течения формулы 1.3.1 и 1.3.3 будут выглядеть так:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162,6q}{\lambda_i h} \left[\log(t) + \log \left(\frac{\lambda_i}{\phi c_r r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right];$$

$$s = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{hr}}{|m|} - \log \left(\frac{\lambda_i}{\phi c_r r_w^2} \right) + 3,23 \right];$$

с:

$$\lambda_i = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g};$$

$$q_i = Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_o) B_g;$$

или с учетом газового фактора GOR, как:

$$q_i = Q_o B_o + Q_w B_w + (GOR - R_o) Q_o B_g,$$

где:

- q_i — суммарный дебит, пл. барр./сут.;
- Q_o — расход нефти, ст. барр./сут.;
- Q_w — расход воды, ст. барр./сут.;
- Q_g — общий расход газа, ст. фут³/сут.;
- R_o — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
- λ_i — общая подвижность, мД/сП;
- k_o — эффективная проницаемость по нефти, мД;
- k_w — эффективная проницаемость по воде, мД;
- k_g — эффективная проницаемость по газу, мД.

Из приведенного выше соотношения для исследования с падением давления видно, что график p_{wf} от t в полулогарифмических координатах представляет собой прямую с наклоном m , на основе которой можно определить общую подвижность λ_i из выражения:

$$\lambda_i = \frac{162,6q_i}{mh}.$$

Перин (Perrine, 1956) показал, что эффективная проницаемость по каждой фазе, т. е. k_o , k_w и k_g , может быть определена как:

$$k_o = \frac{162,6Q_o B_o \mu_o}{mh};$$

$$k_w = \frac{162,6Q_w B_w \mu_w}{mh};$$

$$k_g = \frac{162,6(Q_g - Q_o R_o) B_g \mu_g}{mh}.$$

Если имеются данные, полученные при исследованиях с падением давления в режимах нестационарного и полустационарного течения, можно оценить форму и размер области дренирования скважины.

Для определения наклона прямой m и p_{thr} можно использовать график для переходного (нестационарного) режима в полулогарифмических координатах; для определения наклона прямой m' и точки пересечения с осью ординат p_{int} можно использовать график для псевдостационарного режима в декартовой системе координат. Эрлагер (Earlougher, 1977) предложил следующее выражение для определения коэффициента формы C_A :

$$C_A = 5,456 \left(\frac{m}{m'} \right) \exp \left[\frac{2,303(P_{hr} - p_{int})}{m} \right],$$

где:

- m — наклон прямой для переходного режима в полулогарифмических координатах, пси/лог цикла;
- m' — наклон прямой полустационарного режима в декартовой системе координат;
- p_{thr} — давление, определенное для точки $t = 1$ час на прямой для переходного режима в полулогарифмических координатах, пси;
- p_{int} — давление, определенное для точки $t = 0$ на прямой полустационарного режима в декартовой системе координат, пси.

Коэффициент формы, рассчитанный по приведенному выше соотношению, сравнивается со значениями, приведенными в табл. 1.4, таким образом определяется геометрическая форма области дренирования скважины подбором ко-

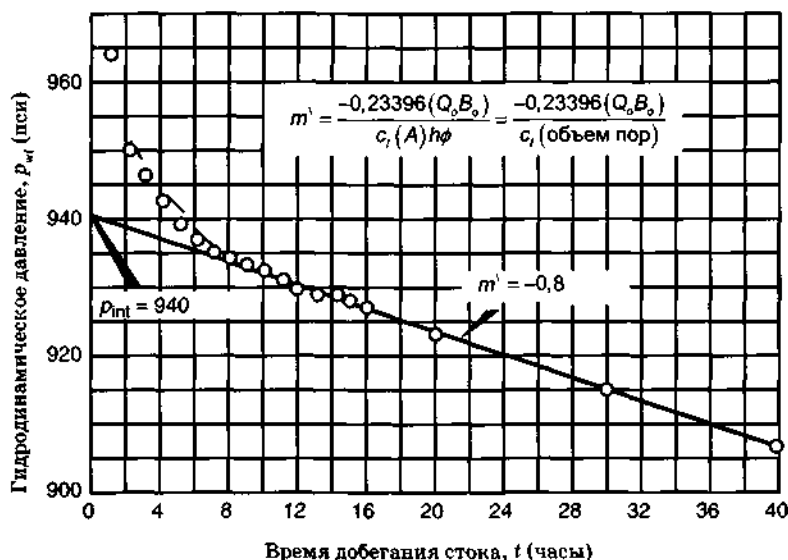


Рис. 1.35. График данных, полученных при исследованиях методом падения давления, в декартовой системе координат (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

коэффициента формы, ближайшего к расчетной величине. Если время исследования методом падения давления увеличивается для достижения границ области дренирования скважины, исследования обычно называют «определение границ пласта» (зоны дренирования).

Эрлагер (Earlougher) дополнил данные, приведенные в примере 1.24, включив в них период псевдостационарного течения. На их основе можно определять геометрические параметры области дренирования испытательной скважины, как показано в следующем примере.

Пример 1.25. Используя данные примера 1.24 и график для периода псевдостационарного течения в декартовой системе координат, показанный на рис. 1.35, определить геометрическую форму и площадь дренирования скважины.

Решение.

Шаг 1. Из рис. 1.35 определим наклон m' и точку пересечения с осью ординат p_{int} :

$$m' = -0,8 \text{ пси/час;}$$

$$p_{int} = 940 \text{ пси.}$$

Шаг 2. Из примера 1.24:

$$m = -22 \text{ пси/час;}$$

$$p_{hr} = 954 \text{ пси.}$$

Шаг 3. Рассчитаем коэффициент формы C_A по уравнению Эрлагера (Earlougher):

$$C_A = 5,456 \left(\frac{m}{m'} \right) \exp \left[\frac{2,303(p_{hr} - p_{int})}{m} \right] =$$

$$= 5,456 \left(\frac{-22}{-0,8} \right) \exp \left[\frac{2,303(954 - 940)}{-22} \right] =$$

$$= 34,6.$$

Шаг 4. По табл. 1.4 $C_A = 34,6$ соответствует скважине, расположенной в центре круга, квадрата или шестиугольника:

Для круга: $C_A = 31,62$.

Для квадрата: $C_A = 30,88$.

Для шестиугольника: $C_A = 31,60$.

Шаг 5. Рассчитаем объем пор и площадь дренирования по уравнению 1.2.116:

$$\frac{dp}{dt} = m' = \frac{-0,23396(Q_o B_o)}{c_i(A) h \phi} = \frac{-0,23396(Q_o B_o)}{c_i(\text{объем пор})}$$

Решив для объема пор, получим:

$$\text{Объем пор} = \frac{-0,23396 q}{c_i m'} = \frac{-0,23396(348)(1,4)}{(8,74 \times 10^{-6})(-0,8)} =$$

$$= 2,37 \text{ млн пл. барр.}$$

и площадь дренирования:

$$A = \frac{2,37 \times 10^6 (5,615)}{43460(0,2)(130)} = 11,7 \text{ акр.}$$

Из приведенного выше примера видно, что измеренное забойное гидродинамическое давление на 88 пси [607,6 кПа] превышает значение, которое было бы в отсутствие скин-эффекта. Однако следует отметить, что когда положительный скин-фактор $+s$ рассматривается как критерий нарушения проницаемости пласта, а отрицательный скин-фактор $-s$ — критерий его обработки, это, по сути, является неправильной интерпретацией скин-фактора. Скин-фактор, определенный по любым данным исследований скважины в режиме переходного течения, является суммарным «общим» скин-фактором, включающим следующие составляющие:

- скин-фактор, связанный с нарушением или обработкой пристволенной зоны скважины, s_d ;
- скин-фактор, связанный с неполным вскрытием и ограниченным доступом, s_r ;
- скин-фактор, связанный с перфорациями, s_p ;
- скин-фактор, связанный с турбулентным течением, s_t ;
- скин-фактор, связанный с наклоном скважины, s_{dw} .

То есть:

$$s = s_d + s_r + s_p + s_t + s_{dw},$$

где s — скин-фактор, определенный по данным гидродинамического анализа в режиме переходного течения. Поэтому, чтобы определить состояние пласта: нарушение или обработка по значению скин-фактора s , полученного по данным исследований скважины, необходимо знать отдельные составляющие скин-фактора в приведенном выше соотношении:

$$s_d = s - s_r - s_p - s_t - s_{dw}.$$

Существуют соотношения, с помощью которых можно по отдельности рассчитать отдельные составляющие скин-фактора.

Влияние притока нефти в ствол скважины

В основном, анализ данных исследований скважины связан с интерпретацией изменения давления в стволе скважины в ответ на определенное изменение расхода (для исследований методом падения давления — от нуля до постоянного значения, а для исследований с нарастанием давления или методом КВД — от постоянного значения до нуля). К сожалению, дебит измеряется на поверхности, а не в зоне перфорации. Ствол скважины имеет собственный объем, поэтому при постоянном расходе на поверхности не обеспечиваются условия, при которых добывается вся нефть, попадающая в скважину из пласта. Этот эффект связан с заполнением нефтью ствола скважины. Рассмотрим случай исследований методом падения давления. При первом вводе скважины по-

сле периода остановки давление в стволе скважины падает. Это падение давления вызывает следующие два эффекта, связанных с заполнением ствола скважины нефтью:

- 1) заполнение ствола скважины нефтью, обусловленное расширением флюида;
- 2) заполнение ствола скважины нефтью, обусловленное изменением уровня флюида в затрубном пространстве.

Поскольку забойное гидродинамическое давление падает, флюид в стволе скважины расширяется и, таким образом, начальный поверхностный поток отбирается не из пласта, а, в основном, представляет собой находящийся в стволе скважины флюид. Этот эффект называют «заполнение ствола скважины нефтью, обусловленное расширением флюида».

Второй эффект, связанный с заполнением ствола скважины нефтью, обусловлен изменением уровня флюида в затрубном пространстве (во время исследований с падением давления уровень падает, а во время исследований с нарастанием давления уровень повышается). При вводе скважины во время исследований с падением давления уменьшение давления приводит к снижению уровня флюида в затрубном пространстве. Этот флюид из затрубного пространства объединяется с флюидом, поступающим из пласта, и увеличивает общий поток из скважины. Падение уровня флюида обычно вносит больший вклад в общий поток, чем расширение этого флюида.

В приведенном выше рассуждении предполагается, что часть общего потока составляет флюид, поступающий не из пласта, а из ствола скважины. То есть:

$$q = q_f + q_{wb},$$

где:

- q — дебит на поверхности, пл. барр./сут.;
- q_f — расход флюида из пласта, пл. барр./сут.;
- q_{wb} — расход флюида из ствола скважины, пл. барр./сут.

В период, когда в общем потоке преобладает флюид из ствола скважины, измерения при исследованиях методом падения давления не ложатся на идеальную прямую в полулогарифмических координатах, как ожидается в режиме с переходным течением. Это означает, что обычные методы анализа не подходят для обчета данных давления, полученных при действующем эффекте заполнения ствола скважины.

По мере увеличения времени добычи вклад флюида из ствола скважины уменьшается, а добыча непосредственно из пласта растет и со временем становится равной дебиту на поверхности, т. е. $q = q_f$, что означает завершение эффекта заполнения ствола скважины.

Эффект расширения флюида и изменения уровня флюида можно количественно оценить введением коэффициента заполнения ствола скважины C , который определяется как:

$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p},$$

где:

C — коэффициента заполнения ствола скважины, барр./пси;
 ΔV_{wb} — изменение объема флюида в стволе скважины, барр.

Вышеприведенное соотношение можно использовать для описания отдельно эффекта расширения флюида в стволе скважины и падения (или подъема) уровня флюида:

Эффект заполнения ствола скважины, обусловленного расширением флюида:

$$C_{ге} = V_{wb} c_{wb},$$

где:

$C_{ге}$ — коэффициент заполнения ствола скважины, обусловленного расширением флюида, барр./пси;
 V_{wb} — общий объем флюида в стволе скважины, барр.;
 c_{wb} — средняя сжимаемость жидкости в стволе скважины, пси⁻¹.

Эффект заполнения ствола скважины, обусловленного изменением уровня флюида:

$$C_{гн} = \frac{144 A_s}{5,615 \rho},$$

с:

$$A_s = \frac{\pi[(ID_c)^2 - (OD_T)^2]}{4(144)},$$

где:

$C_{гн}$ — коэффициент заполнения ствола скважины, обусловленного изменением уровня флюида, барр./пси;
 A_s — площадь сечения затрубного пространства, фут²;
 OD_T — наружный диаметр подъемной колонной НКТ, дюймы;
 ID_c — внутренний диаметр обсадной колонны, дюймы;
 ρ — плотность скважинного флюида, фунт/фут³.

Этот эффект достаточно незначителен, если вблизи продуктивной зоны установлен пакер. Общий эффект от заполнения ствола скважины определяется суммой двух коэффициентов. То есть:

$$C = C_{ге} + C_{гн}.$$

Во время исследований нефтяной скважины необходимо иметь в виду, что расширение флюида, как правило, незначительно ввиду его малой сжимаемости. Для газовых скважин эффект заполнения ствола скважины связан, в первую очередь, с расширением газа.

При определении продолжительности действия данного эффекта удобно выразить коэффициент заполнения ствола скважины в безразмерной форме, т. е.:

$$C_D = \frac{5,615 C}{2\pi h \phi c_r r_w^2} = \frac{0,8936 C}{\phi h c_r r_w^2}, \quad [1.3.4]$$

где:

C_D — безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины;
 C — коэффициент заполнения ствола скважины, барр./пси;
 c_r — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹;
 r_w — радиус ствола скважины, фут;
 h — толщина, фут.

Горн (Горн, 1995), Эрларгер (Earlougher, 1977) и другие авторы указывали, что давление в стволе скважины прямо пропорционально продолжительности доминирования данного эффекта во время испытаний и выражается, как:

$$P_D = t_D / C_D, \quad [1.3.5]$$

где:

P_D — безразмерное давление в период доминирования эффекта заполнения ствола скважины;
 t_D — безразмерное время.

Прологарифмировав обе части данного соотношения, получим:

$$\log(P_D) = \log(t_D) - \log(C_D).$$

Это выражение характеризует эффекты заполнения ствола скважины. Из него видно, что для периода доминирования эффекта заполнения ствола скважины график P_D от t_D в логарифмических координатах представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом 1, т. е. углом наклона 45°. Поскольку p_D пропорционально падению давления Δp , а t_D пропорционально времени t , удобно построить график $\log(p_i - p_{wf})$ от $\log(t)$ и выделить участки с угловым коэффициентом, равным отношению одного цикла давления к одному временному интервалу. Выбор участков с угловым коэффициентом 1 является важным результатом анализа данных исследований скважины.

График в логарифмических координатах очень удобен для анализа эффекта заполнения ствола скважины при гидродинамических исследованиях (т. е. для исследований с падением или с нарастанием давления), в которых значения давления регистрируются с самой ранней стадии процесса. Рекомендуется включать такой график в анализ данных гидродинамических исследований. По мере ослабления эффекта заполнения ствола скважины в пласте все большее значение начинает приобретать забойное гидродинамическое давление, при этом точки данных смещаются вниз относительно прямой с угловым коэффициентом 1, что предвещает завершение действия этого эффекта. С этого момента эффект заполнения ствола скважины можно считать незначительным и использовать стандартный метод анализа с применением графика в полулогарифмических координатах. На практике момент окончания действия эффекта заполнения ствола скважины можно определить, прибавив на графике в логарифмических координатах $1-1\frac{1}{2}$ временных интервала (на оси времени x) после начала отклонения от прямой с угловым коэффициентом 1. Это время можно рассчитать по следующей формуле:

$$t_D > (60 + 3,5s)C_D;$$

или:

$$t > \frac{(200000 + 12000s)C}{(kh/\mu)},$$

где:

- t — общее время окончания действия эффекта заполнения ствола скважины и перехода к прямой линии в полулогарифмических координатах, часы;
- k — проницаемость, мД;
- s — скин-фактор;
- μ — вязкость, сП;
- C — коэффициент заполнения ствола скважины, барр./пси.

На практике коэффициент заполнения ствола скважины C удобно вычислять, выбирая точку на прямой в логарифмических координатах с угловым коэффициентом 1 и определяя координаты этой точки через t и Δp , т. е.:

$$C = \frac{qt}{24\Delta p} = \frac{QBt}{24\Delta p},$$

где:

- t — время, часы;
- Δp — разность давлений $(p_i - p_{wf})$, пси;
- q — дебит, пл. барр./сут.;
- Q — производительность, ст. барр./сут.;
- B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

Важно отметить, что объем флюида, заполняющий ствол скважины, влияет на ответное изменение давления в начальный промежуток времени и продолжительность действия эффекта заполнения ствола скважины. Особенно наглядно это проявляется в глубоких скважинах и скважинах с большим объемом ствола. Если не принять меры к минимизации эффектов заполнения ствола скважины или если продолжительность исследований не превышает период эффекта заполнения ствола скважины, данные исследований будет сложно анализировать с помощью обычных методов, применяющихся при испытаниях скважин. Чтобы свести к минимуму искажения, обусловленные эффектами заполнения ствола скважины, и вместе с тем провести исследования за приемлемый промежуток времени, может потребоваться спуск в скважину НКТ, пакера и привести в действие устройства для закрытия скважины на забое.

Пример 1.26. Нефтяная скважина, подготовленная к исследованиям методом падения давления, характеризуется следующими показателями:

- объем флюида в стволе скважины = 180 барр.;
- внешний диаметр НКТ = 2 дюйма [5,08 см];
- внутренний диаметр обсадной колонны 7,675 дюймов;
- средняя плотность нефти в стволе скважины = 45 фунт/фут³ [720,8 кг/м³];

$$h = 50 \text{ фут}; \quad \phi = 15\%;$$

$$r_w = 0,25 \text{ фут}; \quad \mu_o = 2 \text{ сП};$$

$$k = 30 \text{ мД}; \quad s = 0;$$

$$c_i = 20 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$c_o = 10 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

Приняв, что данная скважина эксплуатируется с постоянным дебитом, рассчитать безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины C_D . Как долго будет действовать эффект заполнения ствола скважины?

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем площадь сечения затрубного пространства A_s :

$$A_s = \frac{\pi[(ID_c)^2 - (OD_t)^2]}{4(144)} = \frac{\pi[(7,675)^2 - (2)^2]}{4(144)} = 0,2995 \text{ фут}^2.$$

Шаг 2. Рассчитаем коэффициент заполнения ствола скважины, обусловленный расширением флюида:

$$C_{FE} = V_{wb} c_{wb} = (180)(10 \times 10^{-6}) = 0,0018$$

Шаг 3. Определим коэффициент заполнения ствола скважины, обусловленный падением уровня флюида:

$$C_{FL} = \frac{144A}{5,615\rho} = \frac{144(0,2995)}{(5,615)(45)} = 0,1707$$

Шаг 4. Рассчитаем общий коэффициент заполнения ствола скважины:

$$C = C_{FE} + C_{FL} = 0,0018 + 0,1707 = 0,1725$$

Из приведенных выше вычислений видно, что эффектом расширения флюида C_{FE} в системах сырой нефти можно в общем случае пренебречь.

Шаг 5. Рассчитаем безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины по формуле 1.3.4:

$$C_D = \frac{0,8936C}{\phi h c_i r_w^2} = \frac{0,8936(0,1707)}{0,15(50)(20 \times 10^{-6})(0,25)^2} = 16271.$$

Шаг 6. Определим ориентировочное время завершения эффекта заполнения ствола скважины:

$$t = \frac{(200000 + 12000s)C_D}{kh} = \frac{(200000 + 0)(0,1725)(2)}{(30)(50)} = 46 \text{ часов.}$$

Линейное соотношение 1.3.2 применимо только к скважинам, расположенным в бесконечных пластах. На практике же пласты имеют реальные размеры, поэтому режим радиального течения в бесконечном пласте не может длиться бесконечно. В конце концов, на исследуемой скважине скажется влияние границ пласта. Время, через которое начнет появляться влияние границ пласта, зависит от следующих факторов:

- проницаемость k ;
- суммарная сжимаемость c_i ;
- пористость ϕ ;
- вязкость μ ;
- расстояние до границы;
- форма области дренирования.

Эрларгер (Earlougher, 1977) предложил следующее математическое выражение для расчета продолжительности режима, в котором пласт ведет себя как бесконечный:

$$t_{na} = \left[\frac{\phi c_i A}{0,0002637k} \right] (t_{DA})_{na},$$

где:

- t_{na} — время до завершения режима, в котором пласт ведет себя как бесконечный, часы;
- A — площадь области дренирования скважины, фут²;
- c_i — общая сжимаемость, пси⁻¹;
- $(t_{DA})_{na}$ — безразмерное время до завершения режима, в котором пласт ведет себя как бесконечный.

Это выражение предназначено для расчета времени завершения режима переходного течения при дренировании пласта любой геометрической формы; значение t_{DA} выбирается из табл. 1.4. В последних трех столбцах таблицы приведены значения t_{na} , позволяющие рассчитывать:

- максимальное время до завершения режима, в котором пласт ведет себя как бесконечный;
- время, начиная с которого можно использовать решение для псевдостационарного течения и рассчитывать падение давления с погрешностью не более 1 %;
- время, начиная с которого решение (формулы) для псевдостационарного течения применимо и дает точные результаты.

В качестве примера рассмотрим скважину, расположенную в центре круглого пласта. Максимальное время, в течение которого пласт будет вести себя как бесконечный, можно определить, найдя в последнем столбце табл. 1.4 $(t_{DA})_{na} = 0,1$ и, соответственно:

$$t_{na} = \left[\frac{\phi c_i A}{0,0002637k} \right] (t_{DA})_{na} = \left[\frac{\phi c_i A}{0,0002637k} \right] 0,1;$$

или:

$$t_{na} = \frac{380\phi c_i A}{k}.$$

Например, скважина, расположенная в центре области дренирования круглой формы площадью 40 акр [162 тыс. м²], характеризуется следующими показателями: $k = 60$ мД; $c_i = 6 \times 10^{-6}$ пси⁻¹; $\mu = 1,5$ сП; $\phi = 0,12$.

Максимальное время в часах, в течение которого пласт будет вести себя как бесконечный, составит:

$$t_{na} = \frac{380\phi c_i A}{k} = \frac{380(0,12)(1,4)(6 \times 10^{-6})(40 \times 43560)}{60} = 11,1 \text{ часов.}$$

Соответственно, решение для псевдостационарного течения применимо для любого времени, начиная с момента установления полустационарного течения при t_{na} , полученном из:

$$t_{\text{псс}} = \left[\frac{\Phi \mu c_A}{0,0002637k} \right] (t_{\text{ДЛ}})_{\text{псс}};$$

где $(t_{\text{ДЛ}})_{\text{псс}}$ можно найти по пятому столбцу таблицы.

Следовательно, анализ данных испытания с падением давления включает в себя следующие шаги.

- 1) Построим двойной логарифмический график $p_i - p_{\text{вт}}$ от t .
- 2) Определим момент начала отклонения графика от прямой с угловым коэффициентом 1.
- 3) Определим время, предшествующее времени, полученному в шаге 2, на $1\frac{1}{2}$ логарифмического цикла. Это время соответствует окончанию действия эффекта заполнения ствола скважины и переходу к прямой линии в полулогарифмических координатах.
- 4) Рассчитаем коэффициент заполнения ствола скважины по формуле:

$$C = \frac{qt}{24\Delta p} = \frac{QBt}{24\Delta p},$$

где t и Δp — координаты точки, принадлежащей прямой с угловым коэффициентом 1, в логарифмических координатах, а q — дебит в баррелях/сутки.

- 5) Построим график зависимости $p_{\text{вт}}$ от t в полулогарифмических координатах.
- 6) Определим начальную точку прямого участка графика, как предлагается в шаге 3, и проведем через точки линию наилучшего соответствия.
- 7) Рассчитаем наклон прямой линии и определим проницаемость k и скин-фактор s по формулам 1.3.2 и 1.3.3, соответственно:

$$k = \frac{-162,6Q_o B_o \mu_o}{mh},$$

$$s = 1,151 \left[\frac{p_i - p_{\text{втр}}}{|p|} - \log \left(\frac{k}{\Phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3,23 \right].$$

- 8) Рассчитаем время до завершения режима, в котором пласт ведет себя как бесконечный (переходное течение), т. е. $t_{\text{вс}}$, и перехода в режим псевдостационарного течения.
- 9) Нанесем на график зависимости от времени в обычной декартовой системе координат все зарегистрированные значения давления, начиная с времени $t_{\text{вс}}$. Эти данные должны представлять собой прямолинейное соотношение.
- 10) Определим наклон линии для псевдостационарного течения, т. е. dp/dt (обычно обозначается m') и решим уравнение 1.2.116 относительно площади области дренирования A :

$$A = \frac{-0,23396QB}{c_i h \Phi (dp/dt)} = \frac{-0,23396QB}{c_i h \Phi m'},$$

где:

- m' — наклон прямой полустационарного режима в декартовой системе координат;
- Q — расход флюида, ст. барр./сут.;
- B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

- 11) Рассчитаем коэффициент формы C_A из выражения, выведено Эрлагером (Earlougher, 1977):

$$C_A = 5,456 \left(\frac{m}{m'} \right) \exp \left[\frac{2,303(p_{\text{втр}} - p_{\text{вт}})}{m} \right];$$

где:

- m — наклон прямой в полулогарифмических координатах $\text{пси}/\log$ цикла;
- m' — наклон прямой полустационарного режима в декартовой системе координат;
- $p_{\text{втр}}$ — давление через $t=1$ час после перехода к прямой в полулогарифмических координатах, пси;
- $p_{\text{вт}}$ — давление, определенное для точки $t=0$ на прямой полустационарного режима в декартовой системе координат, пси.

- 12) По табл. 1.4 определим конфигурацию области дренирования исследуемой скважины, коэффициент формы C_A которой точнее всего соответствует значению, рассчитанному в шаге 11.

Радиус зоны дренирования

Радиус зоны дренирования $r_{\text{дв}}$ в рассматриваемом исследовании представляет собой эффективное расстояние смещения кривой восстановления давления относительно испытательной скважины. Этот радиус зависит от скорости распространения волны давления при гидравлическом ударе в породе пласта, что, в свою очередь, определяется следующими характеристиками породы и флюида:

- пористость;
- проницаемость;
- вязкость флюида;
- суммарная сжимаемость.

По мере увеличения времени t скважина вовлекает в процесс добычи все большую часть пласта, поэтому радиус области дренирования или радиус исследования увеличивается следующим образом:

$$r_{\text{дв}} = 0,0325 \sqrt{\frac{kt}{\Phi \mu c_i}},$$

где:

- t — время, часы;
- k — проницаемость, мД;
- c_i — суммарная сжимаемость, пси^{-1} .

Следует отметить, что уравнения, выведенные для слабо сжимаемых флюидов, можно также использовать для описания поведения реальных газов, если заменить давление псевдодавлением реального газа $m(p)$:

$$m(p) = \int_0^p \frac{2p}{\mu Z} dp$$

При этом гидродинамические процессы для граничных условий падения давления описываются уравнением 1.2.151, или:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left[\frac{1637 Q_g T}{kh} \right] \times \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87 s^* \right]$$

Для граничных условий постоянства дебита газа соотношение выше можно выразить в линейной форме:

$$m(p_{wf}) = \left\{ m(p_i) - \left[\frac{1637 Q_g T}{kh} \right] \times \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87 s^* \right] \right\} - \left[\frac{1637 Q_g T}{kh} \right] \log(t);$$

или:

$$m(p_{wf}) = a + m \log(t).$$

Это означает, что график $m(p_{wf})$ от $\log(t)$ в полулогарифмических координатах представляет собой прямую линию с отрицательным угловым коэффициентом:

$$m = \frac{1637 Q_g T}{kh}$$

Аналогично, при выражении через квадраты давлений:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left[\frac{1637 Q_g T \bar{Z} \bar{\mu}}{kh} \right] \times \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87 s^* \right];$$

Эта формула представляет собой уравнение прямой, которое можно упростить. Тогда:

$$p_{wf}^2 = a + m \log(t).$$

Это означает, что график p_{wf}^2 от $\log(t)$ в полулогарифмических координатах представляет собой прямую линию с отрицательным угловым коэффициентом:

$$m = \frac{1637 Q_g T \bar{Z} \bar{\mu}}{kh}$$

Истинный скин-фактор s , отражающий нарушение или улучшение проницаемости пласта, обычно объединяют со скин-фактором, зависящим от дебита (для течения, не подчиняющегося закону Дарси), и обозначают результат как кажущийся или общий скин-фактор:

$$s^* = s + DQ_g,$$

где член DQ_g интерпретируется как скин-фактор, зависящий от дебита. Коэффициент D называют коэффициентом инерции или коэффициентом турбулентного течения, которые рассчитываются по формуле 1.2.148:

$$D = \frac{Fkh}{1422T},$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;

t — время, часы;

k — проницаемость, мД;

μ_i — расчетная вязкость газа при p_i , сП.

Кажущийся скин-фактор s^* определяется по формуле:

Для метода псевдодавления:

$$s^* = 1,151 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) + 3,23 \right].$$

Для метода квадратов давлений:

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wi})}{q} = \frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{711T}{kh} \left(\ln \frac{4A}{1,781C_A r_{wa}^2} \right) + \left[\frac{2,356T}{\varphi(\mu_e c_e) Ah} \right] t.$$

Или в виде линейного уравнения:

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = b_{pm} + m' t.$$

Из этого соотношения видно, что график $\Delta m(p)/q$ от t представляет собой прямую линию с:

Точкой пересечения с осью ординат:

$$b_{pm} = \frac{711T}{kh} \left(\ln \frac{4A}{1,781C_A r_{wa}^2} \right).$$

И наклоном (угловым коэффициентом):

$$m' = \frac{2,356T}{(\mu_e c_e)(\varphi h A)} = \frac{2,356T}{(\mu_e c_e)(\text{объем пор})}.$$

Для квадратов давлений:

$$\frac{p_i^2 - p_{wi}^2}{q} = \frac{\Delta(p^2)}{q} = \frac{711\mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{4A}{1,781C_A r_{wa}^2} \right) + \left[\frac{2,356\mu Z T}{\varphi(\mu_e c_e) Ah} \right] t.$$

Или в виде линейного уравнения:

$$\frac{\Delta(p^2)}{q} = b_{p^2} + m' t.$$

Из этого соотношения видно, что график $\Delta(p^2)/q$ от t представляет собой прямую линию с:

Точкой пересечения с осью ординат:

$$b_{p^2} = \frac{711\mu Z T}{kh} \left(\ln \frac{4A}{1,781C_A r_{wa}^2} \right).$$

И наклоном (угловым коэффициентом):

$$m' = \frac{2,356\mu Z T}{(\mu_e c_e)(\varphi h A)} = \frac{2,356\mu Z T}{(\mu_e c_e)(\text{объем пор})},$$

где:

- q — дебит (расход), тыс. ст. фут³/сут.;
- A — площадь области дренирования, фут²;
- T — температура, °R;
- t — время добегания стока, часы.

Менье (Meunier) и др. (1987) предложил методологию для выражения времени t и соответствующего давления p , позволяющую

использовать уравнения притока флюида без специальной адаптации к газу. Менье (Meunier) и соавторы ввели следующие параметры: нормализованное псевдодавление p_{pn} и нормализованное псевдовремя t_{pn} .

$$P_{pn} = P_i + \left[\left(\frac{\mu_i Z_i}{P_i} \right) \int_0^P \frac{P}{\mu Z} dP \right].$$

$$t_{pn} = \mu_i c_{ei} \left[\int_0^t \frac{1}{\mu c_i} dP \right].$$

Индекс «i» у параметров μ , Z и c_i означает, что данные параметры рассчитываются для начального пластового давления p_i . Благодаря определению нормализованного псевдодавления и нормализованного псевдовремени, введенного Менье (Meunier) и соавторами, можно использовать при обработке результатов исследований формулы для любого флюида без дополнительных преобразований. Однако при замене дебита жидкости дебитом газа следует быть внимательным. Следует отметить, что при применении всех формул для режима нестационарного течения к нефтяной фазе расход выражается как произведение $Q_o B_o$ в баррелях в сутки, т. е. в пл. барр./сут. Поэтому при применении этих формул к газовой фазе произведение расхода газа на объемный коэффициент $Q_g B_g$ следует выражать в пл. барр./сут. в пластовых условиях. Например, если расход газа выражен в ст. фут³/сут., объемный коэффициент газа в пластовых условиях следует выражать в пл. барр./ст. фут³. В этом случае измеренные значения давления и времени, которые используются во всех традиционных графических методиках, включая кривые восстановления давления, просто заменяются нормализованным псевдодавлением и нормализованным псевдовременем.

1.3.2. Исследования восстановления давления — КВД

Данные исследований с восстановлением давления представляют для инженера-нефтяника чрезвычайно важный инструмент для прогнозирования поведения пласта. Анализ кривых восстановления давления представляет собой описание нарастания давления в стволе скважины со временем после закрытия скважины. Одной из основных возможностей такого анализа является определение статического пластового давления без ожидания в течение недель или даже месяцев, пока стабилизируется давление во всем пласте. Поскольку нарастание давления в стволе скважины обычно происходит в соответствии с некоторым конкретным трендом, анализ кривых восстановления давления можно также применить для определения следующих показателей:

- эффективная проницаемость пласта;
- степень нарушения проницаемости пласта

вокруг ствола скважины;

- наличие нарушенных участков и, в некоторой степени, расстояние до нарушенных участков;
- любые интерференции между продуктивными скважинами;
- границы пласта, на которых не поддерживается активный водонапорный режим или на которых водоносный горизонт не превышает пласт углеводородов.

Конечно, с большой долей вероятности анализ полученных данных не позволит определить всю перечисленную информацию, а степень применимости той информации, которую удастся получить, будет зависеть от опыта работ на данном месторождении и объема других имеющихся сведений, позволяющих выявить взаимосвязи.

Общие формулы, применяемые для анализа данных, полученных при исследовании с восстановлением давления, выводятся из решения уравнения диффузии. При анализе данных исследований с падением и восстановлением давления обычно делают следующие допущения в отношении пласта, флюида и поведения потока.

- Пласт: однородный, изотропный, горизонтальный, однородный по толщине.
- Флюид: однофазный, слабо сжимаемый, с постоянными значениями μ и B_o .
- Поток: ламинарный поток, без гравитационных эффектов.

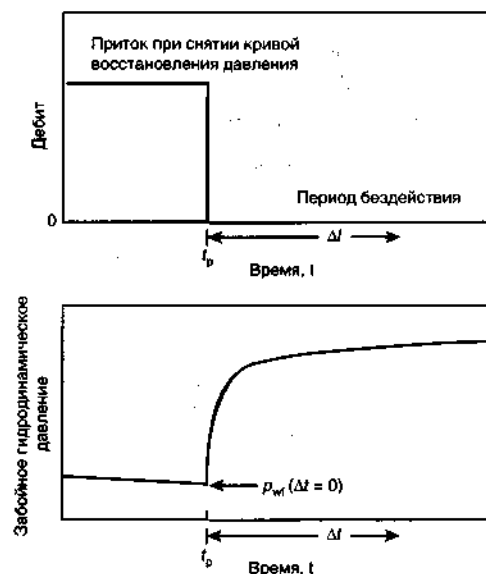


Рис. 1.36. Идеальная кривая восстановления давления

При исследованиях с восстановлением давления — снятие КВД закрывают продуктивную скважину и регистрируют результирующее нарастание давления в стволе скважины как функцию времени. В наиболее часто используемой и простой методике анализа требуется, чтобы эксплуатация скважины при гидродинамических исследованиях осуществлялась с постоянным дебитом в течение времени t_p либо с момента ввода в эксплуатацию, либо достаточно долго, чтобы распределение давления стабилизировалось к моменту закрытия скважины. Традиционно время остановки скважины обозначают символом Δt . На рис. 1.36 схематично показан стабилизированный постоянный расход перед закрытием скважины и идеальный характер роста давления при снятии КВД. Давление измеряется непосредственно перед закрытием скважины, а затем ведется запись как функция времени в период ее остановки. Результирующая кривая восстановления давления обрабатывается для определения свойств пласта и состояния ствола скважины.

Стабилизация скважины при постоянном дебите перед началом исследований с восстановлением давления является крайне важным моментом. Если стабилизация не достигнута или невозможна, стандартные методики анализа данных могут дать ошибочную информацию о пласте.

Ниже приводится описание двух широко используемых методик:

- 1) график Хорнера (Horner);
- 2) метод Миллера-Дайса-Хатчинсона (Miller-Dyes-Hutchinson).

1.3.3. График Хорнера

Исследования с восстановлением давления математически описываются с помощью принципа суперпозиции. Перед закрытием скважины ее эксплуатируют с постоянным дебитом Q_o баррелей при стандартных условиях/сутки в течение t_p суток. После завершения периода притока при снятии КВД скважина закрывается с соответствующим изменением дебита с Q_o на «новый» дебит $Q^{new}=0$, т. е. $Q^{new}-Q^{old}=-Q_o$. Расчет общего изменения забойного давления в период остановки скважины осуществляется как сумма изменений давления, вызванных следующими факторами:

- эксплуатацией скважины со стабилизированным расходом Q^{old} , т. е. дебитом (расходом) Q_o перед закрытием скважины, этот фактор влияет в течение всего времени $t_p + \Delta t$;
- «чистым» изменением расхода от Q_o до 0, этот фактор влияет в течение всего времени Δt .

Общий эффект определяется как сумма отдельных решений при постоянном дебите для указанной последовательности дебит — время.

$$P_1 - P_{ws} = (\Delta p)_{\text{total}} = (\Delta p)_{\text{due to } Q_0, -0} + (\Delta p)_{\text{due to } Q_0 - Q_p}$$

где:

P_1 — начальное пластовое давление, пси;

P_{ws} — давление в стволе скважины в период остановки, пси.

Из приведенного выше выражения видно, что общее изменение давления в стволе скважины складывается из двух составляющих, полученных на основе двух отдельных значений дебита.

Первая составляющая связана с увеличением дебита от 0 до Q_0 и определяется за весь временной интервал $t_p + \Delta t$, т. е.:

$$(\Delta p)_{Q_0-0} = \left[\frac{162,6(Q_0 - 0)B_0\mu_0}{kh} \right] \times \left[\log \left(\frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu_0 c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right]$$

Вторая составляющая определяется по снижению дебита с Q_0 до 0 в момент времени t_p , т. е. время остановки. То есть:

$$(\Delta p)_{0-Q_0} = \left[\frac{162,6(0 - Q_0)B_0\mu_0}{kh} \right] \times \left[\log \left(\frac{k\Delta t}{\phi\mu_0 c_f r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right]$$

Характер изменения давления в скважине в период остановки выражается формулой:

$$P_1 - P_{ws} = \frac{162,6Q_0\mu_0 B_0}{kh} \left[\log \left(\frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu_0 c_f r_w^2} \right) - 3,23 \right] - \frac{162,6(-Q_0)\mu_0 B_0}{kh} \left[\log \left(\frac{k\Delta t}{\phi\mu_0 c_f r_w^2} \right) - 3,23 \right]$$

Раскрыв это выражения и приведя подобные члены, получим:

$$P_{ws} = P_1 - \frac{162,6Q_0\mu_0 B_0}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right], \quad [1.3.6]$$

где:

P_1 — начальное пластовое давление, пси;

P_{ws} — забойное давление в период нарастания (восстановления) давления, пси;

t_p — продолжительность работы скважины при гидродинамических исследованиях до закрытия, часы;

Q_0 — стабилизированный дебит скважины перед остановкой, ст. барр./сут.;

Δt — время восстановления, часы.

Уравнение восстановления давления, т. е. уравнение 1.3.6, было выведено Хорнером (Horner, 1951), и его обычно называют уравнением Хорнера.

Формула 1.3.6, по сути, является прямой линией и может быть записана как:

$$P_{ws} = P_1 - m \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right], \quad [1.3.7]$$

Это выражение предполагает, что в график P_{ws} от $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ в полулогарифмических координатах представляет собой прямую с точкой пересечения с осью ординат P_1 и наклоном m , где:

$$m = \frac{162,6Q_0B_0\mu_0}{kh}, \quad [1.3.8]$$

или:

$$k = \frac{162,6Q_0B_0\mu_0}{mh}$$

и где:

m — наклон прямой линии, пси/цикл;

k — проницаемость, мД.

Этот график, который обычно называют графиком Хорнера, показан на рис. 1.37. Обратите внимание, что на графике Хорнера шкала временного отношения $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ увеличивается справа налево. Из уравнения 1.3.6 видно, что если временное отношение равно единице, $P_{ws} = P_1$. С графической точки зрения это означает, что начальное пластовое давление P_1 можно определить, экстраполируя прямую на графике Хорнера на точку $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$.

Время, соответствующее времени остановки (время полного восстановления давления) t_p , можно рассчитать по следующей формуле:

$$t_p = \frac{24N_p}{Q_0},$$

где:

N_p — общий объем добычи до закрытия, ст. барр.;

Q_0 — стабилизированный дебит скважины перед закрытием, ст. барр./сут.;

t_p — общее время добычи, часы.

Эрларгер (Earlougher, 1977) показал, что в результате использования принципа суперпозиции в общем уравнении нарастания давления, уравнении 1.3.6, отсутствует скин-фактор s . Это означает, что скин-фактор не влияет на наклон прямой на графике Хорнера, хотя и сказывается на форме кривой восстановления давления. На практике отклонение от прямой линии в начальный период может быть обу-

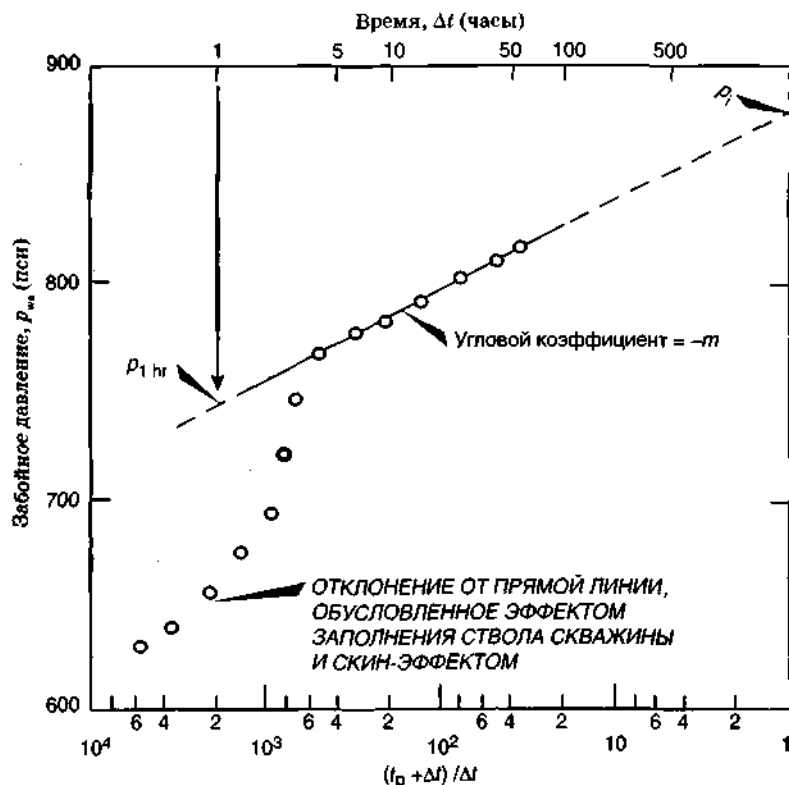


Рис. 1.37. График Хорнера (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

словлено скин-эффектом, а также эффектом заполнения ствола скважины, как показано на рис. 1.36. Такое отклонение может быть значительным при больших отрицательных скин-факторах, которые могут характеризовать скважины, подвергавшиеся обработке гидроразрывом. Скин-фактор влияет на гидродинамическое давление перед закрытием, и его значение можно рассчитать на основе данных исследования с нарастанием давления с учетом гидродинамического давления непосредственно перед исследованием:

где:

- p_{wf} при $\Delta t = 0$ — забойное гидродинамическое давление непосредственно перед закрытием скважины, пси;
 s — скин-фактор;
 $|m|$ — абсолютное значение углового коэффициента прямой на графике Хорнера, пси/цикл;
 r_w — радиус ствола скважины, фут.

Значение p_{1hr} определяется по прямой на графике Хорнера. Часто точки давления для времени 1 час не попадают на прямую вследствие влияния эффектов заполнения ствола скважины или большого отрицательного значения скин-фактора. В этом случае следует экстраполировать линию в полулогарифмических координатах на время 1 час и определить соответствующее значение давления.

Следует отметить, что для многофазного течения формулы 1.3.6 и 1.3.9 будут выглядеть как:

$$s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\Phi \mu c r_w^2} \right) + 3,23 \right], \quad [1.3.9]$$

приняв дополнительное падение давления в зоне с измененной проницаемостью равным:

$$\Delta p_{skin} = 0,87 |m| s,$$

$$p_{ws} = p_i - \frac{162,6q_i}{\lambda_i h} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right],$$

$$s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf \text{ при } \Delta t = 0}}{|m|} - \log \left(\frac{\lambda_i}{\phi c_i r_w^2} \right) + 3,23 \right],$$

с:

$$\lambda_i = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g},$$

$$q_i = Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s) B_g;$$

или при учете текущего газового фактора GOR как:

$$q_i = Q_o B_o + Q_w B_w + (GOR - R_s) Q_o B_g,$$

где:

- q_i — дебит общего отбора, пл. барр./сут.;
- Q_o — дебит нефти, ст. барр./сут.;
- Q_w — расход воды, ст. барр./сут.;
- Q_g — общий расход газа, ст. фут³/сут.;
- R_s — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
- λ_i — общая подвижность, мД/сП;
- k_o — эффективная проницаемость по нефти, мД;
- k_w — эффективная проницаемость по воде, мД;
- k_g — эффективная проницаемость по газу, мД.

Обычный график Хорнера в полулогарифмических координатах представляет собой прямую с наклоном m , на основе которой можно определить общую подвижность λ_i по формуле:

$$\lambda_i = \frac{162,6q_i}{mh}.$$

Перин (Perittine, 1956) показал, что эффективная проницаемость по каждой фазе, т. е. k_o , k_w и k_g , может быть определена как:

$$k_o = \frac{162,6Q_o B_o \mu_o}{mh};$$

$$k_w = \frac{162,6Q_w B_w \mu_w}{mh};$$

$$k_g = \frac{162,6(Q_g - Q_o R_s) B_g \mu_g}{mh}.$$

Для случая фильтрации газа полулогарифмический график $m(p_{ws})$ или p_{ws}^2 от $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ представляет собой прямую линию с наклоном m , а кажущийся скин-фактор s определяется по формуле:

Для метода псевдодавления:

$$m = \frac{1637Q_g T}{kh},$$

$$s = 1,151 \left[\frac{m(p_{1hr}) - m(p_{wf \text{ при } \Delta t = 0})}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) + 3,23 \right].$$

Для метода квадратов давлений:

$$m = \frac{1637Q_g \bar{Z} \bar{\mu}_f}{kh},$$

$$s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr}^2 - p_{wf \text{ при } \Delta t = 0}^2}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_{gi} r_w^2} \right) + 3,23 \right],$$

где дебит газа Q_g обычно выражается в тыс. ст. фут³/сут.

Следует отметить, что в процессе исследования с восстановлением давления скважину обычно закрывают на устье, а не перед перфорационными отверстиями. Поэтому даже несмотря на то, что скважина закрыта, пластовый флюид продолжает течь и накапливаться в стволе скважины до тех пор, пока ствол скважины не заполнится в достаточной мере, чтобы эффект закрытия сказался на пласте. Этот «остаточный поток» определяется эффектом заполнения ствола скважины и оказывает существенное влияние на данные нарастания давления. Для интервала времени заполнения ствола скважины флюидом точки давления смещаются вниз относительно прямой в полулогарифмических координатах. Продолжительность действия этих эффектов можно определить, построив описанный выше график в логарифмических координатах $\log(p_{gs} - p_{wf})$ от $\log(\Delta t)$, при этом значение p_{wf} определяется как величина, зарегистрированная непосредственно перед закрытием. Для интервала времени заполнения ствола скважины график представляет собой прямую с угловым коэффициентом 1, затем прямая в логарифмических координатах начинает плавно искривляться в линию с более низким угловым коэффициентом, что означает переход к прямой в полулогарифмических координатах.

Коэффициент заполнения ствола скважины C вычисляется выбором точки на прямой с угловым коэффициентом 1 в логарифмических координатах и определением координат этой точки и пересчетом для Δt и Δp :

$$C = \frac{q \Delta t}{24 \Delta p} = \frac{Q B \Delta t}{24 \Delta p},$$

где:

- Δt — время простаивания, часы;
 Δp — разность давлений ($p_{wf} - p_{wf}$), пси;
 q — расход, пл. барр./сут.;
 Q — расход, ст. барр./сут.;
 B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

Безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины вычисляется по формуле 1.3.4:

$$C_D = \frac{0,8936C}{\phi h c r_w^2}$$

При обработке результатов КВД для определения точки перехода к прямой линии в полулогарифмических координатах следует строить график данных в логарифмических координатах. Этот график в логарифмических координатах, по сути, заменяет собой полулогарифмический график прямой до момента заполнения ствола скважины. Начало прямой линии в полулогарифмических координатах можно определить, проследив процесс перехода прямой линии в логарифмических координатах в плавную искривленную линию с малым угловым коэффициентом и добавив 1—1½ временных цикла к конечной точке прямой линии с угловым коэффициентом 1. Также начало прямой линии в полулогарифмических координатах можно определить по формуле:

$$\Delta t > \frac{170000 C e^{0,14}}{(kh/\mu)},$$

где:

- c — расчетный коэффициент заполнения ствола скважины, барр./пси;
 k — проницаемость, мД;
 s — скин-фактор;
 h — толщина, фут.

Пример 1.27^{*}. В табл. 1.5 приведены данные исследования кривой восстановления давления в нефтяной скважине с расчетным радиусом области дренирования 2640 фут [804,7 м]. Перед закрытием дебит скважины был стабилизирован и составил 4900 ст. барр./сут. в течение 310 часов. Известные характеристики пласта приведены ниже:

глубина = 10 476 фут [3193 м]; $r_w = 0,354$ фут [0,108 м]; $c_f = 22,6 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;
 $Q = 4900$ ст. барр./сут.;
 $h = 482$ фут [146,9 м];
 $p_{wf}(\Delta t = 0) = 2761$ пси, изб. [19,0 МПа];

$\mu_o = 0,20$ сП; $B_o = 1,55$ пл. барр./ст. барр.;
 $\phi = 0,09$;
 $t_p = 310$ часов; $r_e = 2640$ фут [805 м].

Требуется определить:

- среднюю проницаемость k ;
- скин-фактор;
- дополнительное падение давления из-за скин-эффекта.

Решение.

Шаг 1. Построим график p_{wf} от $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 1.38.

Шаг 2. Выделим прямой участок кривой и определим ее наклон (угловой коэффициент) m :

$$m = 40 \text{ пси/цикл [275,8 5 Па]}.$$

Шаг 3. Рассчитаем среднюю проницаемость по формуле 1.3.8:

$$k = \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{mh} = \frac{(162,6)(4900)(1,55)(0,22)}{(40)(482)} = 12,8 \text{ мД}.$$

Шаг 4. Рассчитаем p_{wf} , соответствующее 1 часу на графике от прямого участка кривой:

$$p_{1hr} = 3266 \text{ пси [22,5 МПа]}.$$

Шаг 5. Рассчитаем скин-фактор по формуле 1.3.9:

$$s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3,23 \right] = 1,151 \left[\frac{3266 - 2761}{40} - \log \left(\frac{(12,8)}{(0,09)(0,20)(22,6 \times 10^{-6})(0,354)^2} \right) + 3,23 \right] = 8,6.$$

Шаг 6. Рассчитаем дополнительное падение давления:

$$\Delta p_{skin} = 0,87 |m| s = 0,87(40)(8,6) = 299,3$$

Следует отметить, что решение уравнения 1.3.6 подразумевает, что размер пласта неограничен, т. е. $r_e = \infty$, это означает, что в некоторой точке пласта давление будет всегда равно начальному пластовому давлению p_i , а прямой участок графика Хорнера можно будет в любом случае экстраполировать на p_i . Однако в реальности размер пласта конечен и через некоторое время после начала добычи отбор флюида приведет к снижению давления во всех точках

^{*} Задача, представленная в этом примере, и ее решение приведены в монографии Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Series (Достижения в области анализа результатов испытания скважин), SPE, Dallas (1977).

Таблица 1.5. Данные исследования кривой восстановления давления, полученные Эрлагером (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

Δt (часы)	$t_p + \Delta t$ (часы)	$t_p + \Delta t \Delta t$	p_{ws} (пси)
0,0	—	—	2761
0,10	310,30	3101	3057
0,21	310,21	1477	3153
0,31	310,31	1001	3234
0,52	310,52	597	3249
0,63	310,63	493	3256
0,73	310,73	426	3260
0,84	310,84	370	3263
0,94	310,94	331	3266
1,05	311,05	296	3267
1,15	311,15	271	3268
1,36	311,36	229	3271
1,68	311,68	186	3274
1,99	311,99	157	3276
2,51	312,51	125	3280
3,04	313,04	103	3283
3,46	313,46	90,6	3286
4,08	314,08	77,0	3289
5,03	315,03	62,6	3293
5,97	315,97	52,9	3297
6,07	316,07	52,1	3297
7,01	317,01	45,2	3300
8,06	318,06	39,5	3303
9,00	319,00	35,4	3305
10,05	320,05	31,8	3306
13,09	323,09	24,7	3310
16,02	326,02	20,4	3313
20,00	330,00	16,5	3317
26,07	336,07	12,9	3320
31,03	341,03	11,0	3322
34,98	344,98	9,9	3323
37,54	347,54	9,3	3323

системы пласта. В этих условиях экстраполяция прямой линии даст не начальное пластовое давление p_i , а ложное давление, которое обозначают p^* . Ложное давление, как показано Мэттьюзом и Расселом (Matthews and Russell, 1967), рис. 1.39, не имеет физического смысла, но обычно используется для определения среднего давления в пласте $\bar{p}$. Очевидно, что p^* равно начальному (исходному) пластовому давлению p_i только при испытании новой скважины на

вновь открытом месторождении. После ввода понятия ложного давления p^* выражение Хорнера, представленное формулами 1.3.6 и 1.3.7, следует выразить через значение p^* вместо p_i :

$$p_{ws} = p^* - \frac{162,6 Q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right];$$

и:

$$p_{ws} = p^* - m \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]. \quad [1.3.10]$$

Босси-Кодрану (Bossie-Codreanu, 1989) предложили, что площадь дренирования скважины можно определить на основе кривых восстановления давления Хорнера или графика MDH, который будет рассмотрен ниже, выбрав любые три точки на прямом участке графика в полулогарифмических координатах, чтобы определить угловой коэффициент линии псевдостационарного состояния m_{ps} . Координаты этих трех точек можно выразить как:

- текущее время восстановления Δt_1 и соответствующее давление при закрытом устье p_{ws1} ;
- текущее время восстановления Δt_2 и соответствующее давление при закрытом устье p_{ws2} ;
- текущее время восстановления Δt_3 и соответствующее давление при закрытом устье p_{ws3} .

Выбранные времена восстановления давления удовлетворяют условию $\Delta t_1 < \Delta t_2 < \Delta t_3$. Тогда наклон m_{ps} линии псевдостационарного состояния можно приближенно выразить как:

$$m_{ps} = \frac{(p_{ws2} - p_{ws1}) \log(\Delta t_3 / \Delta t_1) - (p_{ws3} - p_{ws1}) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1)}{(\Delta t_3 - \Delta t_1) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1) - (\Delta t_2 - \Delta t_1) \log(\Delta t_3 / \Delta t_1)}. \quad [1.3.11]$$

Площадь области дренирования можно рассчитать по формуле 1.2.11б:

$$m' = m_{ps} = \frac{0,23396 Q_o B_o}{c_i A h \phi}.$$

Решив уравнение относительно площади области дренирования, получим:

$$A = \frac{0,23396 Q_o B_o}{c_i m_{ps} h \phi},$$

где:

m_{ps} или m' — наклон прямого участка линии для режима псевдостационарного течения, пси/час;

Q_o — расход, барр./сут.;

A — площадь области дренирования, фут².

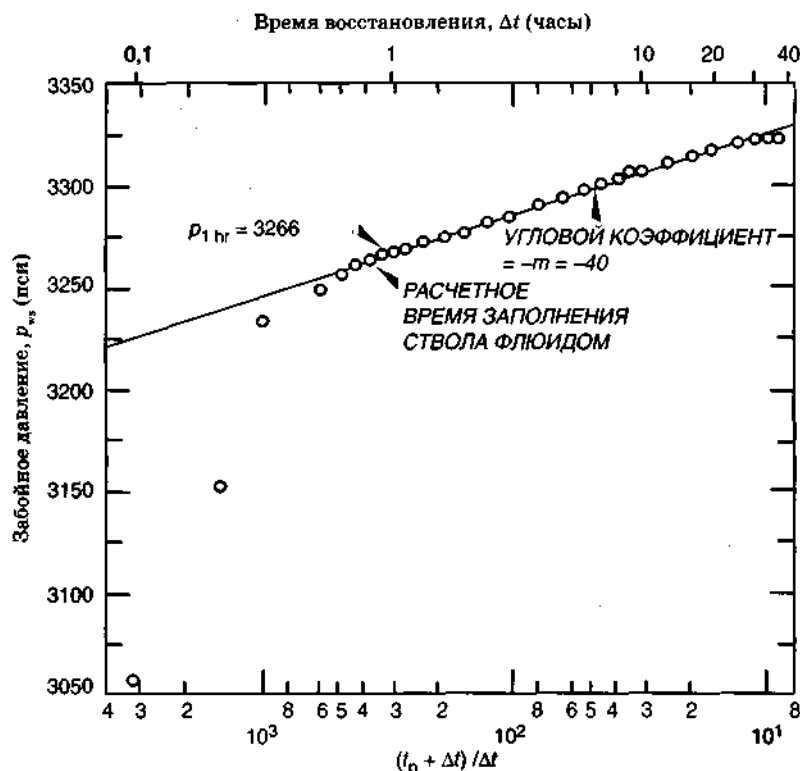


Рис. 1.38. График данных, полученных при обработке КВД в полулогарифмических координатах (Earlougher) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

1.3.4. Метод Миллера-Дайса-Хатчинсона (Miller-Dyes-Hutchinson)

Если скважина эксплуатировалась достаточно долго, чтобы достичь псевдостационарного режима течения, график Хорнера можно упростить. Предположим, что продолжительность добычи t_p значительно превышает общее время восстановления Δt , т. е. $t_p \gg \Delta t$. Тогда выражение $t_p + \Delta t = t_p$ и:

$$\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \approx \log \left(\frac{t_p}{\Delta t} \right) = \log(t_p) - \log(\Delta t).$$

Применив сделанное выше допущение к формуле 1.3.10, получим:

$$p_{ws} = p' - m[\log(t_p) - \log(\Delta t)];$$

или:

$$p_{ws} = [p' - m \log(t_p)] + m \log(\Delta t).$$

Из этого выражения видно, что график в полулогарифмических координатах p_{ws} от $\log(\Delta t)$

представляет собой прямую линию с положительным наклоном (угловым коэффициентом) $+m$, идентичным наклону прямой на графике Хорнера. Этот наклон математически выражается формулой 1.3.8 как:

$$m = \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{kh}.$$

Наклон m прямой в полулогарифмических координатах идентичен наклону прямой на графике Хорнера. Этот график называют графиком Миллера-Дайса-Хатчинсона (Miller-Dyes-Hutchinson, MDH). График MDH позволяет рассчитать ложное давление p^* по формуле:

$$p^* = p_{1hr} + m \log(t_p + 1), \quad [1.3.12]$$

где p_{1hr} определяется по прямому участку кривой в полулогарифмических координатах при $\Delta t = 1$ час. График MDH данных нарастания давления, приведенных в табл. 1.5, в координатах p_{ws} от $\log(\Delta t)$ показан на рис. 1.40.

Из рис. 1.40 видно, что угловой коэффициент прямой положителен и равен $m = 40$ пси/

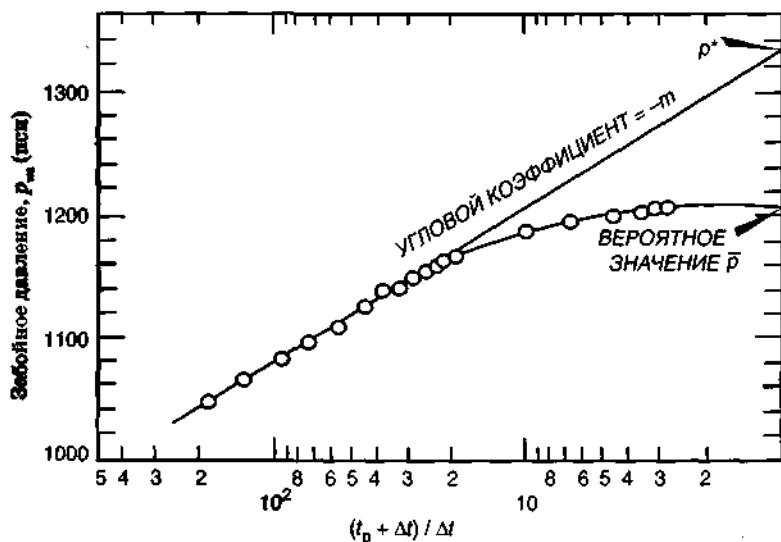


Рис. 1.39. Типичная кривая восстановления давления для скважины в пласте ограниченного размера (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

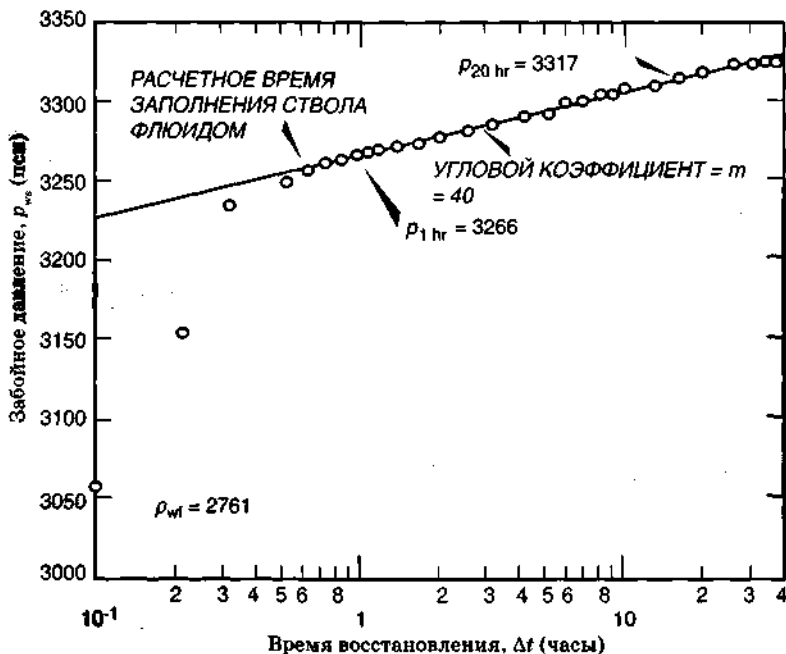


Рис. 1.40. График Миллера-Дайса-Хатчинсона (Miller-Dyes-Hutchinson) для испытаний с нарастающим давлением (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

цикл, т. е. идентичен величине, полученной в примере 1.26 для $p_{1hr} = 3266$ пси [22,5 МПа].

Как и на графике Хорнера, время начала прямого участка кривой в полулогарифмических координатах на графике MDH можно определить, построив график $(p_{ws} - p_{wt})$ от Δt и найдя место, начиная с которого точки данных отклоняются от угла 45° (угловой коэффициент 1). Точное время можно определить, если переместиться на $1 - 1^{1/2}$ временных цикла за конечную точку прямого участка кривой с угловым коэффициентом 1.

Наблюдаемый в ходе исследований скважины характер изменения давления после завершения первой фазы неустановившегося течения будет зависеть от следующих факторов:

- форма и геометрия области дренирования испытательной скважины;
- положение скважины по отношению к границам области дренирования;
- продолжительность периода добычи t_p перед закрытием скважины.

Если в пласте, в котором расположена скважина, других скважин нет, давление в остановленной скважине в конце концов станет постоянным (как показано на рис. 1.38) и равным среднему по объему пластовому давлению $\bar{p}$. Это давление используется во многих инженерных расчетах, в том числе:

- по уравнению материального баланса;

- притока воды;
- проектов поддержания пластового давления;
- вторичной добычи;
- по определению проводимости пласта.

И наконец, при прогнозировании будущего дебита как функции от $\bar{p}$, необходимо выполнять измерения давления в течение всего периода эксплуатации пласта, а затем, сравнивая их с фактическими эксплуатационными показателями, вносить необходимые поправки в прогнозы. Одним из способов получить указанное значение давления $\bar{p}$, является закрытие всех скважин, добывающих из данного пласта, на период, достаточный для выравнивания давления по всей системе. Очевидно, что на практике выполнение такой процедуры нецелесообразно.

Чтобы использовать метод MDH для расчета среднего давления области дренирования $\bar{p}$ для круговой или квадратной формы, работающей в режиме псевдостационарного течения перед закрытием:

- 1) Выбираем любое удобное время Δt на прямом участке графика в полулогарифмических координатах и определяем для этого времени соответствующее давление p_{MDH} .
- 2) Рассчитаем безразмерное время восстановления на основе площади области дренирования A по формуле:

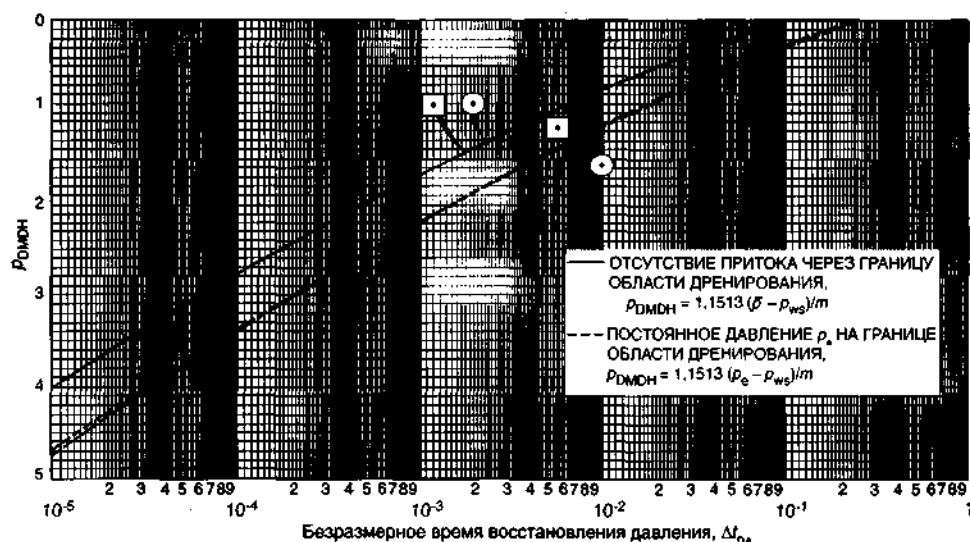


Рис. 1.41 График Миллера-Дайса-Хатчинсона (Miller-Dyes-Hutchinson) безразмерного давления для областей дренирования круглой и квадратной формы (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$\Delta t_{DA} = \frac{0,0002637k\Delta t}{\varphi c_s a}$$

- 3) Введем в рис. 1.41 безразмерное время Δt_{pA} и определим по верхней кривой на рис. 1.41 безразмерное давление p_{MDH} .
- 4) Рассчитаем среднее пластовое давление в замкнутой области дренирования по формуле:

$$\bar{p}_r = p_{ws} + \frac{m p_{MDH}}{1,1513},$$

где m — наклон прямого участка кривой на графике MDH в полулогарифмических координатах.

Можно также определить $\bar{p}_r$ по данным исследования КВД некоторыми другими способами. Три таких метода кратко описаны ниже.

- 1) Метод Мэттьюза-Бронса-Хазебрука (Matthews-Brons-Hazebroek — MBH).
- 2) Метод Рами-Кобба (Ramey-Cobb).
- 3) Метод Дитца (Dietz).

1.3.5. Метод MBH

Как говорилось выше, результаты обработки КВД представляют собой прямую в полулогарифмических координатах, которая в результате влияния границ при длительных временах бездействия начинает отклоняться вниз и переходит в пологую кривую. Мэттьюз (Matthews) и др. (1954) предложили методологию для оценки среднего давления на основе данных исследований КВД для ограниченной зоны дренирования. Метод MBH основан на теоретической взаимозависимости между логарифмом давлением p^* , полученным экстраполяцией прямой линией в полулогарифмических координатах, и текущим средним давлением области дренирования $\bar{p}$. Авторы утверждают, что среднее давление в области дренирования каждой скважины можно выразить через p^* , если известны геометрия, форма области дренирования и расположение скважины по отношению к границам этой области.

Они разработали ряд графиков поправок для различных геометрических форм областей дренирования, приведенных на рис. 1.42—1.45.

По оси y на этих графиках откладывается безразмерное давление MBH p_{MBH} , которое рассчитывается по формуле:

$$p_{MBH} = \frac{2,303(p^* - \bar{p})}{|m|};$$

или:

$$\bar{p} = p^* - \left(\frac{|m|}{2,303} \right) p_{MBH} \quad (1.3.13)$$

где m — абсолютная величина углового коэффициента для прямого участка графика Хорнера в полулогарифмических координатах. Безразмерное давление MBH определяется для безразмерной продолжительности добычи t_{pDA} , которая соответствует времени добегания возмущения t до границы зоны дренирования. То есть:

$$t_{pDA} = \left[\frac{0,0002637k}{\varphi c_s A} \right] t_p, \quad (1.3.14)$$

где:

- t_p — время добегания возмущения до границы зоны дренирования скважины, часы;
- A — площадь дренирования, фут²;
- k — проницаемость, мД;
- c_s — суммарная сжимаемость, пси⁻¹.

Ниже приведена обобщенная процедура применения методики MBH.

Шаг 1. Построим график Хорнера.

Шаг 2. Экстраполируем прямую линию в полулогарифмических координатах на p^* при $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1,0$.

Шаг 3. Рассчитаем наклон прямой линии m в полулогарифмических координатах.

Шаг 4. Рассчитаем методом MBH безразмерную продолжительность добычи t_{pDA} по формуле 1.3.14:

$$t_{pDA} = \left[\frac{0,0002637k}{\varphi c_s A} \right] t_p.$$

Шаг 5. На рис. 1.41—1.44 найдем наилучшую аппроксимацию для формы области дренирования и выберем поправочную кривую.

Шаг 6. Определим значение p_{MBH} по поправочной кривой для t_{pDA} .

Шаг 7. Рассчитаем значение $\bar{p}$ по формуле 1.3.13:

$$\bar{p} = p^* - \left(\frac{|m|}{2,303} \right) p_{MBH}.$$

Как и в обычном методе обработки КВД по Хорнеру, продолжительность добычи t_p рассчитывается по формуле:

$$t_p = \frac{24N_p}{Q_o},$$

где N_p — накопленный отбор за время работы до снятия КВД, а Q_o — постоянный дебит непосредственно перед закрытием скважины. Пинсон (Pinson, 1972) и Каземи (Kazemi, 1974) показали, что t_p должно быть сравнимо с временем, необходимым для достижения псевдостационарного состояния, t_{psc} .

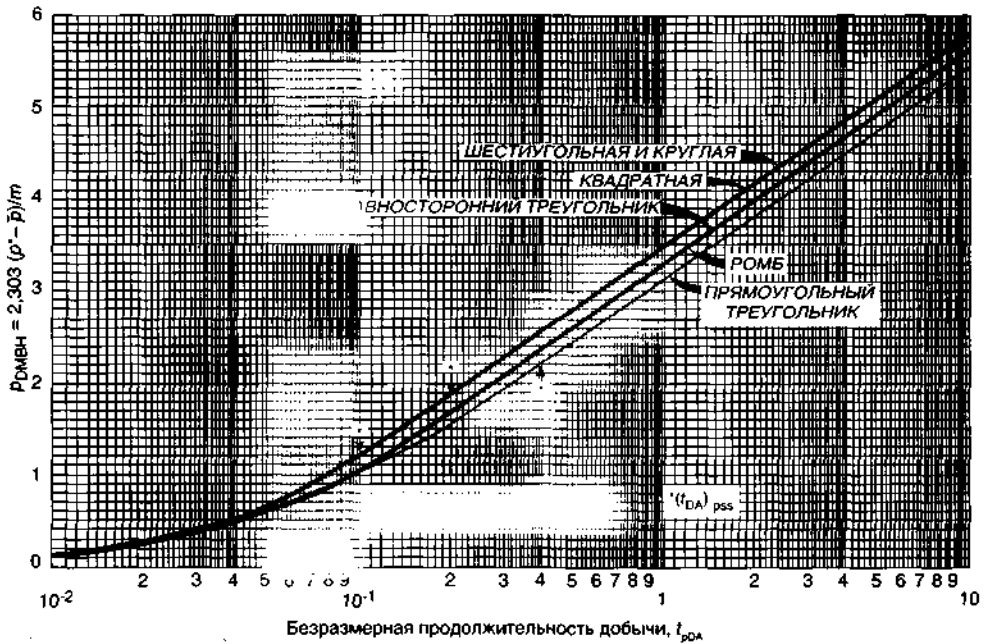


Рис. 1.42. График безразмерного давления Мэттьюса-Бронса-Хазебрука (Matthews-Brons-Hazebroek) для скважины, расположенной в центре равносторонней области дренирования (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$t_{pDA} = \left[\frac{\text{рис. А}}{0,0002367k} \right] (t_{DA})_{DSS} \quad [1.3.15]$$

Для симметричной замкнутой или круговой области дренирования $(t_{DA})_{DSS} = 0,1$, см. пятый столбец табл. 1.4.

Если $t_p \gg t_{pss}, t_{pss}$, идеально заменяет t_p на графике Хорнера и на МВН кривых безразмерного давления.

В рассмотренной выше методологии значение $\bar{p}$ для области дренирования относится к одной, т. е. i -й, скважине. Если добыча из пласта осуществляется несколькими скважинами, величину $\bar{p}$ для области дренирования каждой скважины можно определить на основании отдельных анализов каждой из скважин. Зная средние давления в областях дренирования отдельных скважин, можно рассчитать среднее пластовое давление $\bar{p}_r$ с помощью одного из соотношений, представленных формулами 1.2.118 и 1.2.119. То есть:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i (q_i) / (\partial \bar{p} / \partial t)_i}{\sum_i q_i / (\partial \bar{p} / \partial t)_i};$$

или:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i [\bar{p}_i(F) / \Delta \bar{p}_i]}{\sum_i [\Delta(F) / \Delta \bar{p}_i]};$$

с:

$$F_i = \int_0^t [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_i - Q_w R_{sw}) B_g] dt;$$

$$F_{i,ss} = \int_0^{t_{pss}} [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_i - Q_w R_{sw}) B_g] dt;$$

и:

$$\Delta(F) = F_{i,ss} - F_i.$$

Также следует отметить, что метод МВН и рис. 1.41–1.44 можно использовать для определения p_{DWH} применительно к газоносным пластам:

Для метода псевдодавления:

$$p_{DWH} = \frac{2,303 [m(p^*) - m(\bar{p})]}{[m]} \quad [1.3.16]$$

Для метода квадратов давлений:

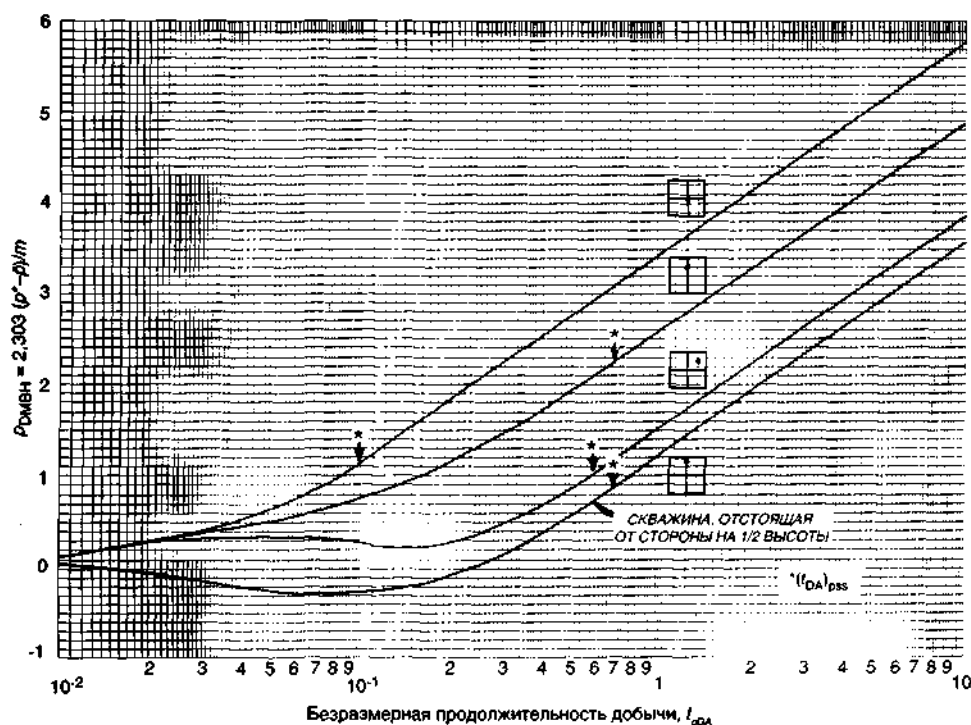


Рис. 1.43. График безразмерного давления Мэттьюза-Бронса-Хазебрука (Matthews-Brons-Hazebroek) для различных расположений скважины в области дренирования квадратной формы (по: Earlougher, R. Advances in Well Test Analysis (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$P_{\text{ДМБН}} = \frac{2,303 [(p')^2 - (\bar{p})^2]}{m} \quad [1.3.17]$$

Пример 1.28. На основе информации из примера 1.27 и данных испытания с нарастанием давления, перечисленных в табл. 1.5, требуется рассчитать среднее давление в области дренирования скважины и площадь области дренирования, применив уравнение 1.3.11. Эти данные для удобства приведены ниже:

$r_e = 2640$ фут; $r_w = 0,354$ фут; $c_s = 22,6 \times 10^{-6}$ псн⁻¹;
 $Q_s = 4900$ ст. барр./сут.; $h = 482$ фут;
 $p_{\text{нп}} = 2761$ псн [19,0 МПа];
 $\mu_o = 0,20$ сП; $B_s = 1,55$ пл. барр./ст. барр.;
 $\phi = 0,09$; $t = 310$ часов;
 глубина = 10 476 фут [3195 м];
 среднее давление = 3323 псн [22,9 МПа].

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем площадь области дренирования скважины:

$$A = \pi r_e^2 = \pi (2640)^2.$$

Шаг 2. Сравним продолжительность добычи t_p , т. е. 310 часов, с временем t_{DAB} , необходимым для достижения псевдостационарного состояния, которое определяется по формуле 1.3.15. Рассчитав t_{DAB} для $(t_{\text{DAB}})_{\text{DAB}} = 0,1$, получим:

$$t_{\text{DAB}} = \left[\frac{\phi \mu c A}{0,0002367 k} \right] (t_{\text{DAB}})_{\text{DAB}} =$$

$$= \left[\frac{(0,09)(0,2)(22,6 \times 10^{-6})(\pi)(2640)^2}{(0,0002367)(12,8)} \right] 0,1 =$$

$$= 264 \text{ часов.}$$

То есть в нашем случае $t_p > t_{\text{DAB}}$, поэтому вместо t_p можно подставить 264 часа. Однако поскольку t_p составляет только $1,2 t_{\text{DAB}}$, в расчетах следует использовать фактическую продолжительность добычи в 310 часов.

Шаг 3. На рис. 1.38 p^* не показано, поскольку прямой участок графика в полулогарифми-

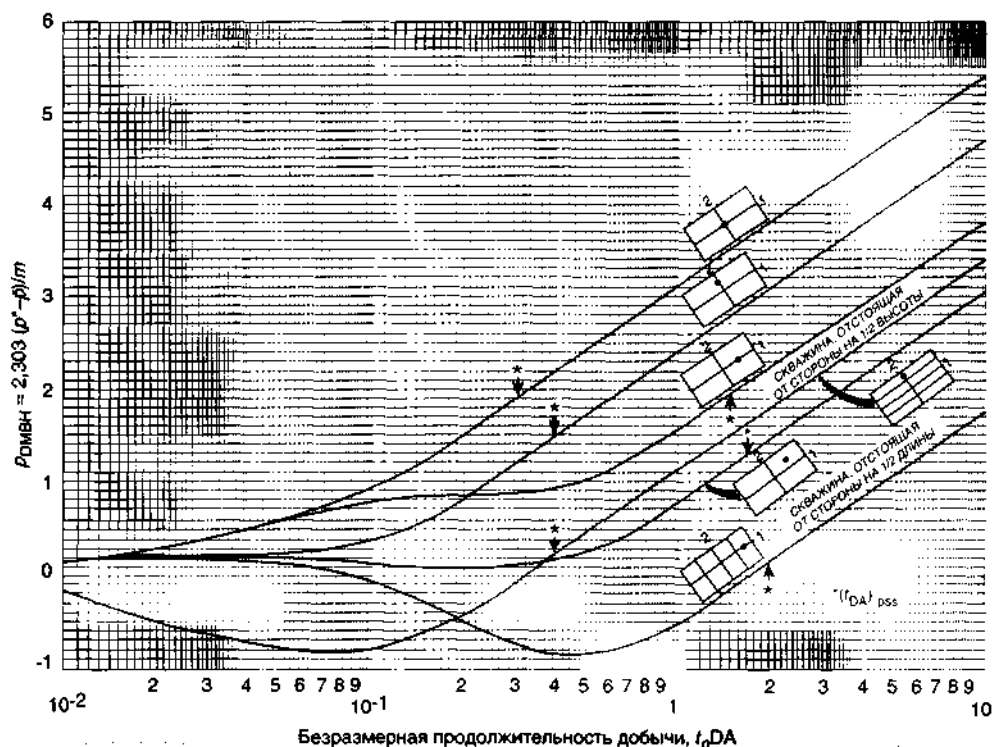


Рис. 1.44. График безразмерного давления Мэттьюза-Бронса-Хазебрука (Matthews-Brons-Hazebroek) для различных расположений скважины в области дренирования прямоугольной формы с соотношением сторон 2:1 (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

ческих координатах не экстраполирован на $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1,0$. Однако p^* можно определить по p_{ss} при $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 10,0$ путем экстраполяции одного цикла. То есть:

$$p^* = 3325 + (1 \text{ цикл}) (40 \text{ пси/цикл}) = 3365 \text{ пси} [23,2 \text{ МПа}].$$

Шаг 4. Рассчитаем t_{pDA} по формуле 1.3.14:

$$t_{pDA} = \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_f A} \right] t_p = \left[\frac{0,0002637(12,8)}{(0,09)(0,2)(22,6 \times 10^{-6})(\pi)(2640)^2} \right] 310 = 0,117.$$

Шаг 5. По кривой для области круговой формы, представленной на рис. 1.42, получим значение p_{DMBH} при $t_{pDA} = 0,117$:

$$p_{DMBH} = 1,34.$$

Шаг 6. Рассчитаем среднее давление по формуле 1.3.13:

$$\bar{p} = p^* - \left(\frac{|m|}{2,303} \right) p_{DMBH} = 3365 - \left(\frac{40}{2,303} \right) (1,34) = 3342$$

Оно на 19 пси [131 кПа] превышает максимальное зарегистрированное давление, равное 3323 пси [22,9 МПа].

Шаг 7. Выберем координаты любых трех точек, лежащих на прямом участке графика Хорнера в полулогарифмических координатах:

- $(\Delta t_1, p_{ws1}) = (2,52, 3280)$.
- $(\Delta t_2, p_{ws2}) = (9,00, 3305)$.
- $(\Delta t_3, p_{ws3}) = (20,0, 3317)$.

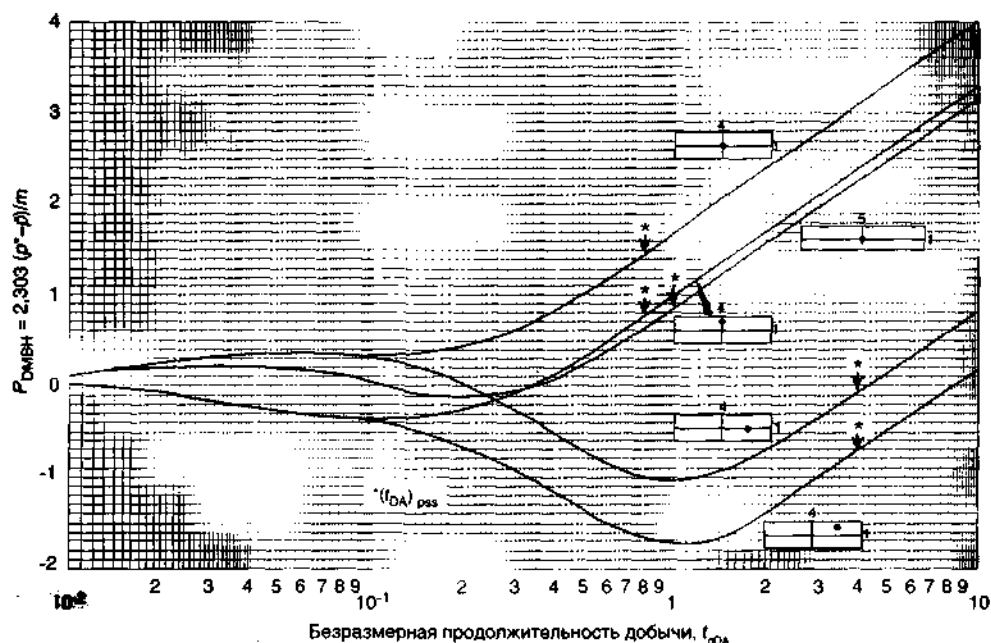


Рис. 1.45. График безразмерного давления Мэттьюза-Бронса-Хазебрука (Matthews-Brons-Hazebroek) для различных расположений скважины в области дренирования прямоугольной формы с соотношением сторон 4:1 и 5:1 (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

Шаг 8. Рассчитаем m_{ps} по уравнению 1.3.11:

$$m_{ps} = \frac{(p_{w12} - p_{w31}) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1) - (p_{w12} - p_{w31}) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1)}{(\Delta t_2 - \Delta t_1) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1) - (\Delta t_2 - \Delta t_1) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1)} = \frac{(3305 - 3280) \log(20 / 2,51) - (3317 - 3280) \log(9 / 2,51)}{(20 - 2,51) \log(9 / 2,51) - (9 - 2,51) \log(20 / 2,51)} = 0,52339 \text{ пси/час.}$$

Шаг 9. Теперь можно рассчитать площадь области дренирования по формуле 1.2.116:

$$A = \frac{0,23396 Q_o B_o}{c_i m_{ps} h \rho} = \frac{0,23396 (4900) (1,55)}{(22,6 \times 10^{-6}) (0,52339) (482) (0,09)} = 3462938 \text{ фут}^2 = \frac{3462938}{43560} = 80 \text{ акр.}$$

Соответствующий радиус дренирования составляет 1050 фут [320 м], что существенно отличается от данного в условиях радиуса 2640 фут [805 м]. Повторив расчеты по методу МВН с использованием радиуса 1050 фут, получим:

$$t_{D90} = \left[\frac{(0,09)(0,2)(22,6 \times 10^{-6})(\pi)(1050)^2}{(0,0002637)(12,8)} \right] 0,1 = 41,7 \text{ часов.}$$

$$t_{D94} = \left[\frac{0,0002637(12,8)}{(0,09)(0,2)(22,6 \times 10^{-6})(\pi)(1050)^2} \right] 310 = 0,743.$$

$$P_{DMBH} = 3,15.$$

$$\bar{p} = 3365 - \left(\frac{40}{2,303} \right) (3,15) = 3311$$

Значение на 12 пси [82,7 кПа] ниже, чем среднее значение пластового давления.

1.3.6. Метод Рами-Кобба

Рами и Кобб (Ramey и Cobb, 1971) предположили, что среднее давление в области дренирования скважины можно определить непосредственно по прямому участку графика Хорнера в полулогарифмических координатах, если известны следующие данные:

- форма области дренирования скважины;
- расположение скважины в области дренирования;
- размер области дренирования.

Предлагаемая методология основана на расчете безразмерной продолжительности добычи t_{pDA} по формуле 1.3.14:

$$t_{pDA} = \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_A} \right] t_p,$$

где:

- t_p — продолжительности добычи после перед снятием КВД, часы;
- A — площадь области дренирования, фут².

Зная форму области дренирования и расположения скважины, определим безразмерное время $(t_{DA})_{pss}$, необходимое для достижения псевдостационарного состояния, по пятому столбцу таблицы 1.4. Сравним t_{pDA} с $(t_{DA})_{pss}$:

- Если $t_{pDA} < (t_{DA})_{pss}$, определим среднее давление $\bar{p}$ по прямому участку графика Хорнера в полулогарифмических координатах:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) = \exp(4\pi t_{pDA}); \quad [1.3.18]$$

или рассчитаем $\bar{p}$ по следующей формуле:

$$\bar{p} = p' - m \log[\exp(4\pi t_{pDA})]. \quad [1.3.19]$$

- Если $t_{pDA} > (t_{DA})_{pss}$, определим среднее давление $\bar{p}$ по прямому участку графика Хорнера в полулогарифмических координатах:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) = C_A t_{pDA}, \quad [1.3.20]$$

где C_A — коэффициент формы, определяемый по табл. 1.4. Аналогично, среднее давление можно рассчитать по формуле:

$$\bar{p} = p' - m \log(C_A t_{pDA}), \quad [1.3.21]$$

где:

- m — абсолютное значение углового коэффициента прямого участка графика в полулогарифмических координатах, пси/цикл;
- p^* — ложное давление, пси;
- C_A — коэффициент формы, по табл. 1.4.

Пример 1.29. На основе данных, представленных в примере 1.27, пересчитать среднее давление методом Рами и Кобба.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем t_{pDA} по уравнению (1.3.14):

$$\begin{aligned} t_{pDA} &= \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_A} \right] t_p = \\ &= \left[\frac{0,0002637(12,8)}{(0,09)(0,2)(22,6 \times 10^{-6})(\pi)(2640)^2} \right] (310) = \\ &= 0,1175. \end{aligned}$$

Шаг 2. Определим C_A и $(t_{DA})_{pss}$ по табл. 1.4 для скважины, расположенной в центре круга. Тогда:

$$\begin{aligned} C_A &= 31,62. \\ (t_{DA})_{pss} &= 0,1. \end{aligned}$$

Шаг 3. Учитывая, что $t_{pDA} > (t_{DA})_{pss}$, рассчитаем $\bar{p}$ по формуле 1.3.21:

$$\begin{aligned} \bar{p} &= p' - m \log(C_A t_{pDA}) = \\ &= 3365 - 40 \log[31,62(0,1175)] = 3342 \end{aligned}$$

Это значение идентично значению, полученному методом МВН.

1.3.7. Метод Дитца

Дитц (Dietz, 1965) показал, что если перед закрытием испытательная скважина работала достаточно долго, чтобы достичь псевдостационарного состояния, среднее давление можно определить непосредственно по прямому участку графика MDH в полулогарифмических координатах, т. е. p_{ss} от $\log(\Delta t)$, при следующем значении продолжительности периода восстановления давления:

$$(\Delta t)_p = \frac{\phi \mu c_A}{0,0002637 C_A k}, \quad [1.3.22]$$

где:

- Δt — время восстановления давления, часы;
- A — площадь области дренирования, фут²;
- C_A — коэффициент формы;
- k — проницаемость, мД;
- c — суммарная сжимаемость, пси⁻¹.

Пример 1.30. По методу Дитца (Dietz) и на основе данных исследования с восстановлением давления, приведенных в примере 1.27, рассчитать среднее давление.

Решение.

Шаг 1. На основе данных исследования КВД, приведенных в табл. 1.5, построим график MDH p_{ss} от $\log(\Delta t)$, показанный на рис. 1.40. По графику найдем следующие значения:

$$\begin{aligned} m &= 40 \text{ пси/цикл.} \\ p_{lbr} &= 3266 \text{ пси } [22,5 \text{ МПа}]. \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем экстраполированное давление p^* по формуле 1.3.12:

$$\begin{aligned} p^* &= p_{lbr} + m \log(t_p + 1) = \\ &= 3266 + 40 \log(310 + 1) = 3365,7 \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем продолжительность восстановления $(\Delta t)_p$ по формуле 1.3.20:

$$\begin{aligned} (\Delta t)_p &= \frac{(0,09)(0,2)(22,6 \times 10^{-6})(\pi)(2640)^2}{(0,0002637)(12,8)(31,62)} = \\ &= 83,5 \text{ часов.} \end{aligned}$$

Шаг 4. Поскольку график MDH не включает точку 83,5 часа, среднее давление можно рассчитать по формуле прямого участка графика в полударифмических координатах:

$$p = p_{hr} + m \log(\Delta t - 1); \quad [1.3.23]$$

или

$$\bar{p} = 3266 + 40 \log(83,5 - 1) = 3343$$

Как указано выше, скин-фактор s используется для расчета дополнительного падения давления в приставной зоне с измененной проницаемостью, а также для описания характеристик скважины путем расчета коэффициента расхода E . То есть:

$$\Delta p_{skin} = 0,87 |m| s;$$

и:

$$E = \frac{J_{actual} - \bar{p} - p_{wf} - \Delta p_{skin}}{J_{ideal} p - p_{wf}},$$

где p — среднее давление в области дренирования скважины. Ли (Lee, 1982) предположил, что для быстрого анализа данных исследования с нарастанием давления можно приближенно определить коэффициент притока с помощью экстраполяции прямой линии на давление p^* :

$$E = \frac{J_{actual} - p^* - p_{wf} - \Delta p_{skin}}{J_{ideal} p - p_{wf}}.$$

Эрларгер (Earlougher, 1977) показал, что возможен ряд непредсказуемых ситуаций, когда единственной информацией о скважине является одна точка давления. По этой точке давления в период бездействия (Δt) можно рассчитать среднее давление в области дренирования $\bar{p}$:

$$\bar{p} = p_{wf \text{ при } \Delta t} + \frac{162,6 Q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\log \left(\frac{\phi \mu c_f A}{0,0002637 k C_A \Delta t} \right) \right].$$

Для замкнутой области дренирования квадратной формы $C_A = 30,8828$ и:

$$\bar{p} = p_{wf \text{ при } \Delta t} + \frac{162,6 Q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\log \left(\frac{122,8 \phi \mu c_f A}{k \Delta t} \right) \right],$$

где $p_{wf \text{ при } \Delta t}$ — точка давления, определенная по графику в период бездействия Δt , и:

- Δt — время бездействия, часы;
- A — площадь области дренирования, фут²;
- C_A — коэффициент формы;
- k — проницаемость, мД;
- c_f — суммарная сжимаемость, пси⁻¹.

Теперь самое время кратко рассмотреть понятие типовых кривых и обсудить их применение при анализе данных исследования скважин.

1.4. Универсальные кривые

Метод анализа универсальных кривых был введен в нефтегазовую промышленность Агарвалом (Agarwal, 1970) и зарекомендовал себя как ценный инструмент, предназначенный для определения соответствия обычным полударифмическим графикам. Под универсальной кривой подразумевают графическое представление теоретического решения уравнения фильтрации. Анализ универсальных кривых включает в себя определение теоретической универсальной кривой, совпадающей с «фактической» кривой, полученной на исследуемой скважине как отклик на изменения дебитов или давлений.

Соответствие можно определить графически, физически накладывая реальный график исследований на аналогичные графики одной или нескольких универсальных кривых и выбирая универсальную кривую, которая подходит наилучшим образом. Поскольку универсальные кривые являются графиками теоретических решений уравнений притока для переходного и псевдостационарного режимов течений, они обычно представляются в терминах безразмерных переменных (т. е. p_D , t_D , r_D и C_D) вместо реальных переменных (т. е., Δp , t , r и C). Теперь можно рассчитать параметры пласта и скважины, такие как проницаемость и скин-эффект, по безразмерным параметрам, определяющим конкретную универсальную кривую.

Любые переменные можно превратить в «безразмерные», умножив их на систему констант, имеющих обратную размерность. Выбор такой системы зависит от типа решаемой проблемы. Например, чтобы получить безразмерное падение давления p_D , нужно фактическое падение давления Δp в пси умножить на параметр A с размерностью пси⁻¹, или:

$$p_D = A \Delta p.$$

Параметр A , превращающий реальные переменные в безмерные, выводится на основе формулы, описывающей фильтрацию флюида в пласте. Чтобы ввести это понятие, снова запишем уравнение Дарси, которое описывает радиальное стационарное течение несжимаемой жидкости:

$$Q = \left[\frac{kh}{141,2 B \mu [\ln(r_e / r_{wa}) - 0,5]} \right] \Delta p, \quad [1.4.1]$$

где r_{wa} — кажущийся (эффективный) радиус ствола скважины, который определяется по формуле 1.2.140 в терминах скин-фактора s :

$$r_{wa} = r_w e^{-s}.$$

Параметр A можно определить, преобразовав уравнение Дарси:

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - \frac{1}{2} = \left[\frac{kh}{141,2QB\mu}\right] \Delta p.$$

Поскольку левая часть этого уравнения безразмерная, правая часть также должна быть безразмерной. Это позволяет предположить, что выражение $kh/141,2QB\mu$ есть параметр A с размерностью пси^{-1} , с помощью которой определяется безразмерная переменная P_D , или:

$$P_D = \left[\frac{kh}{141,2QB\mu}\right] \Delta p. \quad [1.4.2]$$

Прологарифмировав обе части данного уравнения, получим:

$$\log(P_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141,2QB\mu}\right), \quad [1.4.3]$$

где:

Q — расход, ст. барр./сут.;

B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;

μ — вязкость, сП.

При постоянстве дебита из формулы 1.4.3 видно, что логарифм безразмерного падения давления $\log(P_D)$ отличается от логарифма фактического падения давления, $\log(\Delta p)$, на постоянную величину:

$$\log\left(\frac{kh}{141,2QB\mu}\right).$$

Аналогично можно вывести безразмерное время t_D из формулы 1.2.75:

$$t_D = \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_i r_w^2}\right] t,$$

Прологарифмировав обе части данного уравнения, получим:

$$\log(t_D) = \log(t) + \log\left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_i r_w^2}\right], \quad [1.4.4]$$

где:

t — время, часы;

c_i — общая изотермическая сжимаемость, пси^{-1} ;

ϕ — пористость.

Следовательно, график $\log(\Delta p)$ от $\log(t)$ будет идентичен по форме (т. е. параллелен) графику $\log(P_D)$ от $\log(t_D)$, хотя кривая будет смещена на величину $\log[kh/(141,2QB\mu)]$ по оси ординат (давления) и $\log[0,0002637k/(\phi \mu c_i r_w^2)]$ по оси абсцисс (время). Это понятие проиллюстрировано на рис. 1.46.

Эти кривые имеют одинаковую форму, при этом, если они смещаются относительно друг друга до совпадения или наложения, величины смещения по осям абсцисс и ординат, необходимые для достижения указанного совпадения, связаны с этими константами формулами 1.4.3 и 1.4.4. Определив эти константы на основе смещений по осям абсцисс и ординат, можно рассчитать такие характеристики пласта, как проницаемость и пористость. Этот процесс совмещения двух кривых путем смещения по осям абсцисс и ординат и определения характеристик пласта и скважины называют методом совмещения универсальных кривых.

Как видно из формулы 1.2.83, решение уравнения диффузии можно представить в терминах безразмерного падения давления:

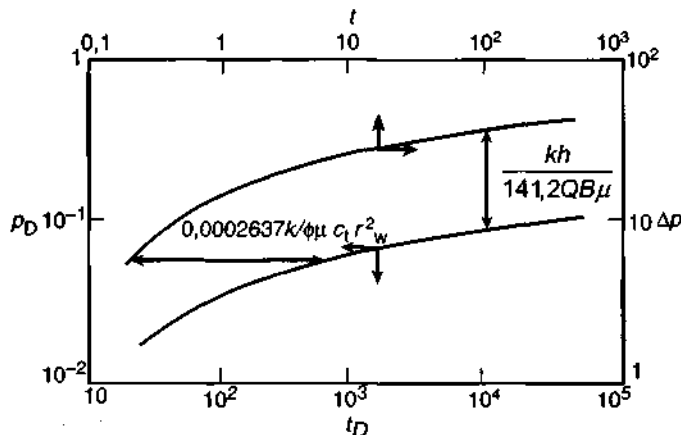


Рис. 1.46. Понятие универсальных кривых

$$p_D = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right).$$

Если $t_D/r_D^2 > 25$, p_D можно выразить из формулы 1.2.84 следующим образом:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln(t_D/r_D^2) + 0,080907 \right].$$

Учтите, что:

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \left(\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_p r^2} \right) t.$$

Прологарифмировав обе части данного уравнения, получим:

$$\log \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) = \log \left(\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_p r^2} \right) + \log(t). \quad [1.4.5]$$

Из формул 1.4.3 и 1.4.5 видно, что график $\log(\Delta p)$ от $\log(t)$ будет идентичен по форме (т. е. параллелен) графику $\log(p_D)$ от $\log(t_D/r_D^2)$, хотя кривая будет смещена на $\log(kh/141,2/QB\mu)$ по оси ординат (давления) и $\log(0,0002637k/(\phi \mu c_p r^2))$ по оси абсцисс (время). Если эти две кривые смещаются относительно друг друга до совпадения или наложения, величины смещения по осям абсцисс и ординат в математических терминах записываются следующим образом:

$$\left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} = \frac{kh}{141,2QB\mu}; \quad [1.4.6]$$

и:

$$\left(\frac{t_D/r_D^2}{t} \right)_{MP} = \frac{0,0002637k}{\phi \mu c_p r^2}. \quad [1.4.7]$$

Индекс «MP» обозначает точку совмещения. Более практически применимым решением уравнения диффузии является график безразмерных значений p_D от t_D/r_D^2 , показанный на рис. 1.47, по которому можно определить давление для любого момента времени и любого расстояния от продуктивной скважины. На рис. 1.47 показана универсальная кривая, которая наиболее часто используется в исследованиях интерференции при анализе ответной реакции в наблюдательной скважине на расстоянии r от активной добывающей или нагнетательной скважины.

В целом, в методе универсальной кривой используется следующая процедура, которую можно проиллюстрировать на примере рис. 1.47:

Шаг 1. Выберем нужную универсальную кривую, например рис. 1.47.

Шаг 2. Наложим кальку на рис. 1.47 и построим на ней двойные логарифмические коор-

динаты с такими же размерами, как координаты универсальной кривой. Для этого перенесем с универсальной кривой на кальку основные и промежуточные линии сетки.

Шаг 3. Построим на кальке график данных исследования скважины в координатах Δp от t .

Шаг 4. Наложим кальку на универсальную кривую и, сохраняя параллельность осей x и y на обоих графиках, сместим кривую фактических данных до совпадения с универсальной кривой.

Шаг 5. Выберем любую произвольную точку MP, например на пересечении основных линий сетки, и запишем значения $(\Delta p)_{MP}$ и $(t)_{MP}$ для графика фактических точек данных и соответствующие им значения $(p_D)_{MP}$ и $(t_D/r_D^2)_{MP}$ для типовой кривой.

Шаг 6. Используя совпадающие точки, рассчитаем параметры пласта.

В следующем примере показано, насколько удобно использовать метод универсальных кривых в исследованиях интерференции, длящейся 48 часов вслед за периодом остановки в 100 часов.

Пример 1.31*. Во время исследования интерференции в течение 48 часов осуществлялось нагнетание воды с производительностью 170 барр./сут. Значения ответного давления, которые измерялись в наблюдательной скважине, расположенной на расстоянии 119 фут [36,3 м] от нагнетательной скважины, приведены ниже:

t (часы)	P (пси (изб.))	$\Delta p_{sa} = p_i - p$ (пси)
0	$p_i = 0$	0
4,3	22	-22
21,6	82	-82
28,2	95	-95
45,0	119	-119
48,0		закачивание завершено
51,0	109	-109
69,0	55	-55
73,0	47	-47
93,0	32	-32
142,0	16	-16
148,0	15	-15

Также дано:

$p_i = 0$ пси; $B = 1,00$ пл. барр./ст. барр.;

$c_i = 9,0 \times 10^{-6}$ пси⁻¹; $h = 45$ фут;

$\mu_w = 1,3$ сП; $q = -170$ пл. барр./сут.

а Задача, представленная в этом примере, и ее решение приведены в монографии Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Достижения в области анализа результатов испытания скважин), Monograph Series, SPE, Dallas (1977).

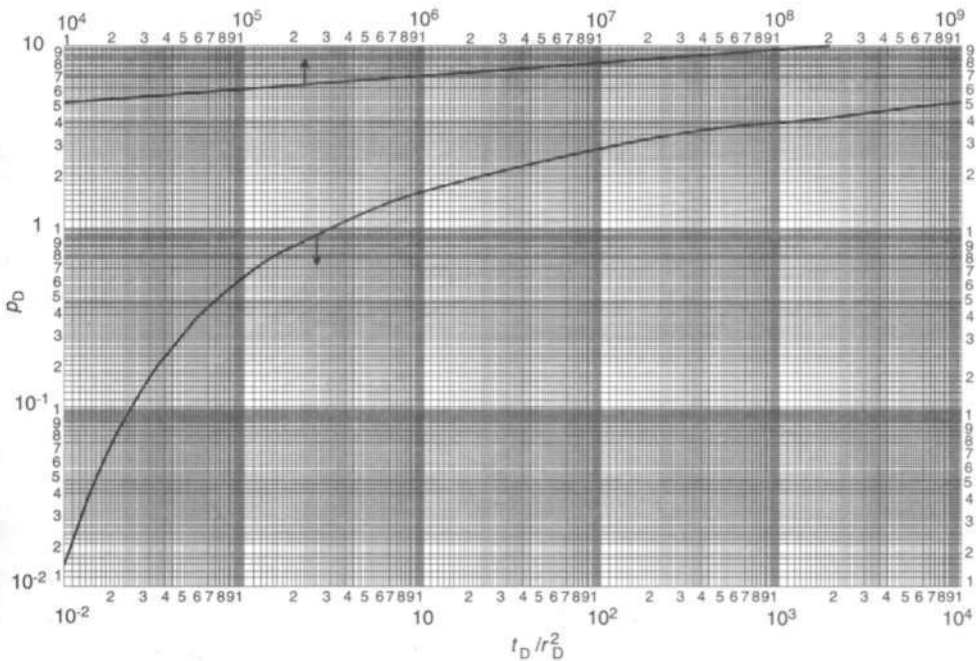


Рис. 1.47. Безразмерное давление для одиночной скважины в бесконечном пласте, без учета эффектов заполнения ствола скважины и скин-эффекта. Решение интегральной показательной функции (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

Требуется рассчитать проницаемость и пористость пласта.

Решение.

Шаг 1. На рис. 1.48 показан график данных испытаний скважины в течение периода закачки, т. е. 48 часов, в координатах Δp от t , построенный на кальке и имеющий такие же размеры шкалы, как и на рис. 1.47. Методом наложения со сдвигами по осям абсцисс и ординат найдем сегмент универсальной кривой, который совпадает с фактическими данными.

Шаг 2. Выберем на графике любую точку, которая будет использоваться как точка совмещения МР, см. рис. 1.48. Запишем значения $(\Delta p)_{MP}$ и $(t)_{MP}$ для графика фактических точек данных и соответствующие им значения $(p_D)_{MP}$ и $(t_D / r_D^2)_{MP}$ для универсальной кривой:

Точки совмещения на универсальной кривой:

$$(p_D)_{MP} = 0,96; \quad (t_D / r_D^2)_{MP} = 0,94.$$

Точки совмещения из фактических данных:

$$(\Delta p)_{MP} = -100 \text{ psig}; \quad (t)_{MP} = 10 \text{ часов.}$$

Шаг 3. Решим уравнения 1.4.6 и 1.4.7 относительно проницаемости и пористости:

$$k = \frac{141,2QB\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} = \frac{141,2(-170)(1,0)(1,0)}{45} \left(\frac{0,96}{-100} \right)_{MP} = 5,1$$

и:

$$\varphi = \frac{0,0002637k}{\mu c_i r^2 [(t_D / r_D^2) / t]_{MP}} = \frac{0,0002637(5,1)}{(1,0)(9,0 \times 10^{-6})(119)^2 [0,94 / 10]_{MP}} = 0,11.$$

Из формулы 1.2.83 видно, что безразмерное давление связано с безразмерным радиусом и безразмерным временем соотношения:

$$p_D = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right).$$

Для радиуса ствола скважины, где $r = r_w$, т. е. $r_D = 1$ и $p(r, t) = p_w$, приведенное выше выражение приводится к:

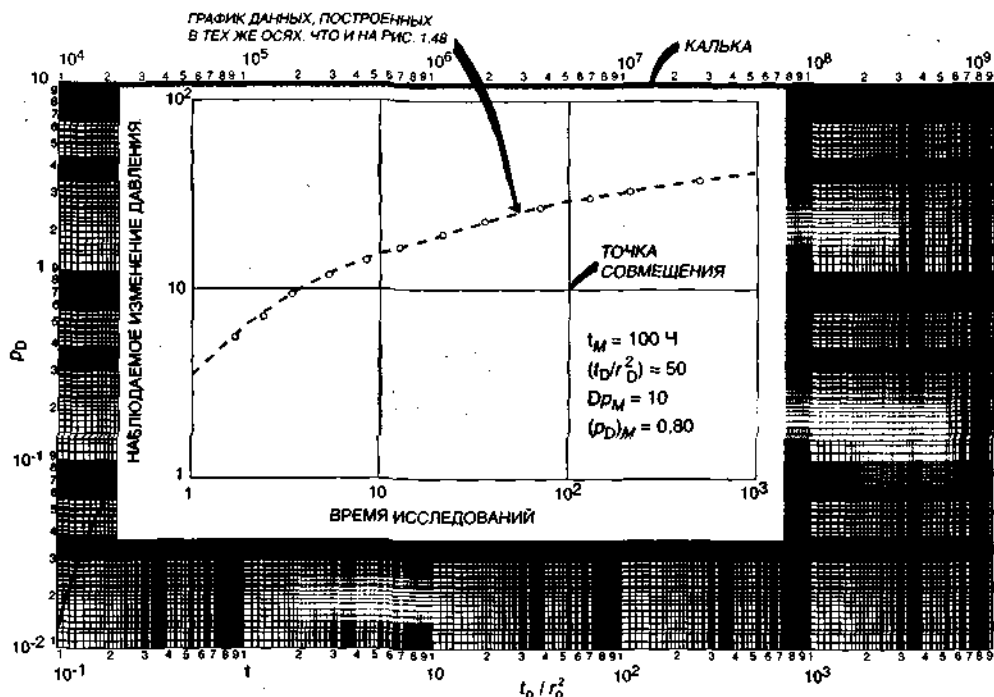


Рис. 1.48. Типовая кривая, совпадающая с данными исследования интерференции с использованием типовой кривой (по: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$p_D = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left(\frac{-1}{4t_D} \right).$$

К приведенному выше решению можно применить логарифмическую аппроксимацию, аналогичную формуле 1.2.80. Тогда:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80901];$$

и с учетом скин-эффекта s :

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80901] + s;$$

или:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80901 + 2s].$$

Обратите внимание, что в приведенном выше выражении эффект заполнения ствола скважины принимается равным нулю ($C_D = 0$). Существует несколько подробных исследований влияния эффекта заполнения ствола скважины на данные исследований с падением и нарастанием давления и продолжительности действия

этого эффекта. Результаты этих исследований были представлены в виде универсальных кривых зависимостей безразмерного давления от функции безразмерного времени, безразмерного радиуса и коэффициента заполнения ствола скважины, т. е. $p_D = f(t_D, r_D, C_D)$. Ниже кратко рассмотрены две методики, в которых используется понятие типовой кривой:

- 1) метод универсальной кривой Грингартена (Gringarten);
- 2) метод производной давления.

1.4.1. Метод типовой кривой Грингартена

На начальной стадии исследований, когда в общем потоке преобладает флюид из ствола скважины, давление в стволе скважины описывается формулой 1.3.5:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D};$$

или:

$$\log(p_D) = \log(t_D) - \log(C_D).$$

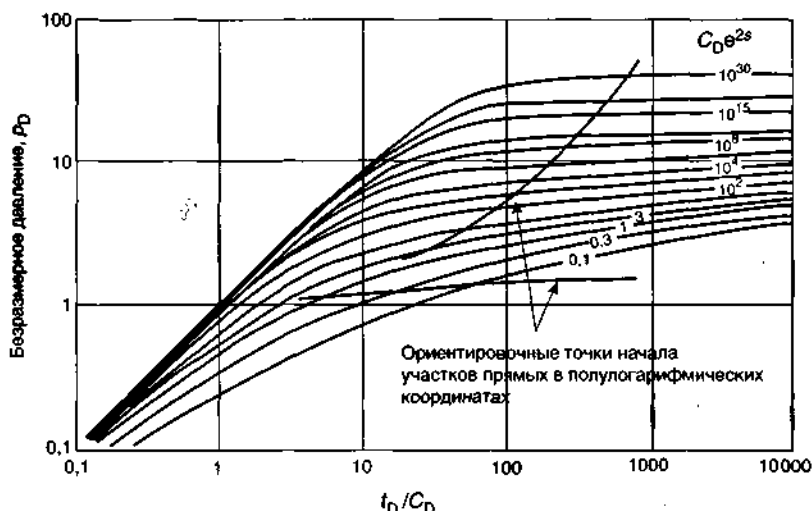


Рис. 1.49. Типовые кривые, учитывающие эффект заполнения ствола скважины и скин-эффект, для гомогенного пласта (©1983 World Oil, Bourdet et соавт., май 1983)

Это соотношение дает характеристическую кривую данных исследований скважины, учитывающую эффект заполнения ствола скважины: двойной логарифмический график p_D от t_D представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом, равным единице. После окончания действия эффекта заполнения ствола скважины, т. е. начала стадии, на которой пласт ведет себя как бесконечный, результирующий характер изменения давления выражается обычной прямой линией в полулогарифмических координатах:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80901 + 2s].$$

В рамках применения метода универсальной кривой к данным испытания скважин удобно подставить в приведенное выше соотношение безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины. Возьмем выражение в скобках; прибавим и вычтем член $\ln(CD)$. Тогда:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) - \ln(C_D) + 0,80901 + \ln(C_D) + 2s];$$

или, в эквивалентной форме:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) + 0,80907 + \ln(C_D e^{2s}) \right], \quad [1.4.8]$$

где:

p_D — безразмерное давление;

C_D — безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины;

t_D — безразмерное время;

s — скин-фактор.

Формула 1.4.8 описывает характер изменения давления в скважине с учетом эффекта заполнения ствола скважины и скин-эффекта в гомогенном пласте на стадии переходного течения (когда пласт ведет себя как бесконечный). Грингартен (Gringarten) и др. (1979) представили приведенное выше выражение в графической форме (в виде универсальных кривых), как показано на рис. 1.49. Этот рисунок содержит двойной логарифмический график безразмерного давления p_D от выражения для безразмерного времени t_D/C_D . Полученные кривые, характеризующиеся безразмерным выражением $C_D e^{2s}$, соответствуют различным скважинным условиям: различной степени нарушения или обработки пластов.

Из рис. 1.49 видно, что на начальной стадии все кривые сливаются друг с другом и представляют собой прямую линию с единичным угловым коэффициентом, что соответствует «чистому» потоку из ствола скважины. Затем, после окончания стадии доминирования эффекта заполнения ствола скважины, кривые отражают режимы радиального течения, при которых пласт ведет себя как бесконечный. На универсальных кривых, приведенных на рис. 1.49, отмечены моменты завершения стадии доминирования эффекта заполнения ствола скважины и перехода в режим радиального

течения, при которых пласт ведет себя как бесконечный. Всего существует три безразмерных выражения, которые Грингартен (Gringarten) и др. использовали при построении типовых кривых:

- 1) безразмерное давление p_D ;
- 2) безразмерное отношение t_D/C_D ;
- 3) безразмерное характеристическое выражение $C_D e^{2s}$.

Для исследований как с падением, так и наложением давления три приведенных выше безразмерных параметра математически определяются следующим образом:

Для испытаний с падением давления

Безразмерное давление p_D :

$$p_D = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141,2QB\mu} = \frac{kh\Delta p}{141,2QB\mu}, \quad (1.4.9)$$

где:

k — проницаемость, мД;

p_{wf} — забойное гидродинамическое давление, пси;

Q — дебит, ст. барр./сут.;

B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

Прологарифмировав обе части приведенного выше выражения, получим:

$$\log(p_D) = \log(p_i - p_{wf}) + \log\left(\frac{kh}{141,2QB\mu}\right) \\ \log(p_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141,2QB\mu}\right), \quad (1.4.10)$$

Безразмерное отношение t_D/C_D :

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(\frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_f r_w^2} \right) \left(\frac{\phi h c_f r_w^2}{0,8396C} \right)$$

Упростив, получим:

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(\frac{0,0002951kh}{\mu C} \right) t, \quad (1.4.11)$$

где:

t — время добегаания возмущения до границы пласта, часы;

C — коэффициент заполнения ствола скважины, барр./пси.

Выполнив логарифмирование, получим:

$$\log\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \log(t) + \log\left[\frac{0,0002951kh}{\mu C}\right], \quad (1.4.12)$$

Из уравнений 1.4.10 и 1.4.12 видно, что гра-

фик фактических данных испытаний с падением давления $\log(\Delta p)$ от $\log(t)$ представляет собой кривую, идентичную по форме графику $\log(p_D)$ от $\log(t_D/C_D)$ и параллельную ему. Смещая график фактических данных по осям абсцисс и ординат, выберем безразмерную кривую, полностью или наиболее точно совпадающую с ним. Величины смещения связаны с константами из выражений 1.4.9 и 1.4.11 следующим образом:

$$\left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} = \frac{kh}{141,2QB\mu}; \quad (1.4.13)$$

и

$$\left(\frac{t_D/C_D}{t} \right)_{MP} = \frac{0,0002951kh}{\mu C}, \quad (1.4.14)$$

где индекс MP обозначает точку совмещения.

Уравнения 1.4.13 и 1.4.14 можно решить относительно проницаемости k (или параметра проводимости kh) и коэффициента заполнения скважины C , соответственно:

$$k = \frac{141,2QB\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP};$$

и:

$$C = \frac{0,0002951kh}{\mu \left(\frac{t_D/C_D}{t} \right)_{MP}}.$$

Безразмерное характеристическое выражение $C_D e^{2s}$

Данное ниже математическое определение безразмерного характеристического выражения $C_D e^{2s}$ относится к исследованиям как с падением, так и с наложением давления:

$$C_D e^{2s} = \left[\frac{5,615C}{2\pi\phi\mu c_f r_w^2} \right] e^{2s}, \quad (1.4.15)$$

где:

ϕ — пористость;

c_f — суммарная изотермическая сжимаемость, пси⁻¹;

r_w — радиус ствола скважины, фут.

При достижении совпадения следует зарегистрировать безразмерное выражение $C_D e^{2s}$, описывающее совпадающую кривую.

Для исследований с наложением давления

Следует отметить, что все решения универсальных кривых получены для исследований с падением давления.

Поэтому эти универсальные кривые нельзя применять к испытаниям с наложением

давления без преобразований или наложения ограничений. Единственным ограничением является то, что период притока перед закрытием скважины, т. е. t_p , должен быть достаточно большим. Однако Агарвал (Agarwal, 1980) эмпирически обнаружил, что при построении двойного логарифмического графика данных восстановления давления $p_{ws} - p_{wf}$ при $\Delta t = 0$ от «эквивалентного времени» Δt_e вместо времени восстановления Δt обработка универсальной кривой возможна и без выполнения требования по длительности периода падения давления перед закрытием скважины. Агарвал ввел понятие эквивалентного времени Δt_e :

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + (\Delta t / t_p)} = [\Delta t / t_p + \Delta t] t_p, \quad [1.4.16]$$

где:

- Δt — время восстановления, часы;
 t_p — общее время добегания возмущения после последнего закрытия скважины, часы;
 Δt_e — эквивалентное время, введенное Агарвалом, часы.

Эквивалентное время Δt_e , введенное Агарвалом, просто учитывает влияние продолжительности добычи t_p на результаты КВД. Физический смысл Δt_e : изменение давления $p_{ws} - p_{wf}$ на момент времени Δt во время регистрации КВД равно изменению давления $p_i - p_{wf}$ на момент времени Δt во время исследований с падением давления. Таким образом, график восстановления давления в координатах $p_{ws} - p_{wf}$ от Δt_e будет совпадать с графиком изменения давления от времени добегания возмущения при исследованиях с падением давления. То есть при применении метода универсальных кривых для анализа данных восстановления давления фактическое время остановки скважины Δt заменяется эквивалентным временем Δt_e .

Помимо характеристического выражения $C_D e^{2s}$, которое описывается формулой 1.4.15, при применении универсальных кривых Грингартена для анализа данных исследований восстановления давления также используются следующие два безразмерных параметра.

Безразмерное давление p_D :

$$p_D = \frac{kh(p_{ws} - p_{wf})}{141,2QB\mu} = \frac{kh\Delta p}{141,2QB\mu}, \quad [1.4.17]$$

где:

- p_{ws} — давление в остановленной скважине, пси;
 p_{wf} — гидродинамическое давление в скважине непосредственно перед ее закрытием, т. е. при $\Delta t = 0$, пси.

Прологарифмировав обе части приведенного выше выражения, получим:

$$\log(p_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141,2QB\mu}\right), \quad [1.4.18]$$

Безразмерное отношение t_D/C_D :

$$\frac{t_D}{C_D} = \left[\frac{0,0002951kh}{\mu C} \right] \Delta t_e. \quad [1.4.19]$$

Прологарифмировав обе части уравнения 1.4.9, получим:

$$\log\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \log(\Delta t_e) + \log\left(\frac{0,0002951kh}{\mu C}\right). \quad [1.4.20]$$

Аналогично, график фактических данных испытаний восстановления давления $\log(\Delta p)$ от $\log(\Delta t_e)$ представляет собой кривую, идентичную по форме графику $\log(p_D)$ от $\log(t_D/C_D)$. Если фактическая кривая совпадает с одной из кривых, представленных на рис. 1.49:

$$\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP} = \frac{kh}{141,2QB\mu},$$

которое можно решить относительно параметра kh или проницаемости k . То есть:

$$k = \left[\frac{141,2QB\mu}{h} \right] \left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}; \quad [1.4.21]$$

и:

$$\left(\frac{t_D/C_D}{\Delta t_e}\right)_{MP} = \frac{0,0002951kh}{\mu C}. \quad [1.4.22]$$

Решив относительно C , получим:

$$C = \left[\frac{0,0002951kh}{\mu} \right] \frac{(\Delta t_e)_{MP}}{(t_D/C_D)_{MP}}, \quad [1.4.23]$$

Рекомендуемая процедура применения универсальных кривых Грингартена включает в себя следующие действия.

Шаг 1. Выполним обычную обработку данных исследований и получим следующие параметры:

- коэффициент заполнения ствола скважины S и C_D ;
- проницаемость k ;
- ложное давление p^* ;
- среднее давление p ;
- скин-фактор s ;
- коэффициент формы C_A ;
- область дренирования A .

Шаг 2. Двойной логарифмический график $p_i - p_{wf}$ от времени добегания возмущения t для обработки КВД или $(p_{ws} - p_{wf})$ от эквива-

лентного времени Δt , для испытания с нарастанием давления («на кальке») в координатах, идентичных по размеру универсальной кривой Грингартена.

Шаг 3. Проверим, представляет ли собой начальный участок графика фактических данных прямую с единичным угловым коэффициентом (с наклоном под углом 45°), чтобы определить наличие эффекта заполнения ствола скважины. При наличии прямого участка с единичным угловым коэффициентом рассчитаем коэффициент заполнения ствола скважины S и безразмерный коэффициент C_D для любой точки, принадлежащей прямому участку с единичным угловым коэффициентом и имеющей координаты $(\Delta p, t)$ или $(\Delta p, \Delta t_e)$. Тогда:

Для исследований с падением давления:

$$C = \frac{QBt}{24(p_i - p_{wf})} = \frac{QB}{24} \left(\frac{t}{\Delta p} \right) \quad [1.4.24]$$

Для исследований с нарастанием давления-КВД:

$$C = \frac{QB\Delta t_e}{24(p_{\text{вн}} - p_{wf})} = \frac{QB}{24} \left(\frac{\Delta t_e}{\Delta p} \right) \quad [1.4.25]$$

Рассчитаем безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины:

$$C_D = \left[\frac{0,8936}{\phi h c r_w^2} \right] C \quad [1.4.26]$$

Шаг 4. Наложим график данных исследований на универсальные кривые и выберем типовую кривую, которая наилучшим образом соответствует графику фактических данных. Запишем безразмерное выражение типовой кривой $(C_D e^{2s})_{MP}$.

Шаг 5. Выберем точку совмещения MP и запишем соответствующие значения $(p_D, \Delta p)_{MP}$ по оси y и $(t_D/C_D, t)_{MP}$ или $(t_D/C_D, \Delta t_e)_{MP}$ по оси x .

Шаг 6. По точкам совмещения рассчитаем следующие параметры:

$$k = \left[\frac{141,2 QB \mu}{h} \right] \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP}$$

и:

$$C = \left[\frac{0,0002951 kh}{\mu} \right] \left(\frac{t}{(t_D/C_D)} \right)_{MP}$$

для исследований с падением давления,

или:

$$C = \left[\frac{0,0002951 kh}{\mu} \right] \left(\frac{\Delta t_e}{(t_D/C_D)} \right)_{MP}$$

для исследований с нарастанием давления,

и:

$$C_D = \left[\frac{0,8936}{\phi h c r_w^2} \right] C,$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D} \right] \quad [1.4.27]$$

Сабе (Sabett, 1991) на основе данных КВД, представленных Бурде (Bourdet, 1983) и соавт., продемонстрировал применение типовых кривых Грингартена. Эти данные использованы в следующем примере.

Пример 1.32. В табл. 1.6 сведены данные исследований с нарастанием давления — КВД для скважины, из которой перед закрытием нефть добывалась с постоянным дебитом 174 ст. барр./сут. Ниже приведены дополнительные исходные данные.

$\phi = 25\%$; $c = 4,2 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$;
 $Q = 174$ ст. барр./сут.; $t_p = 15$ часов;
 $B = 1,06$ пл. барр./ст. барр.; $r_w = 0,29$ фут;
 $\mu = 2,5$ сП; $h = 107$ фут.

Выполнить обычный анализ данных по методу графика Хорнера и сравнить с результатами, полученными при анализе методом универсальных кривых Грингартена.

Таблица 1.6. Исследования с нарастанием давления — КВД и притоком пластового флюида в скважину после ее закрытия (по данным: Sabett, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

Δt (часы)	$p_{\text{вн}}$ (пси)	Δp (пси)	$(t_p + \Delta t) / \Delta t$	Δt_e
0,00000	3086,33	0,00	—	0,00000
0,00417	3090,57	4,24	3600,71	0,00417
0,00833	3093,81	7,48	1801,07	0,00833
0,01250	3096,55	10,22	1201,0	0,01249
0,01667	3100,03	13,70	900,82	0,01666
0,02083	3103,27	16,94	721,12	0,02080
0,02500	3106,77	20,44	601,00	0,02496
0,02917	3110,01	23,68	515,23	0,02911
0,03333	3113,25	26,92	451,05	0,03326
0,03750	3116,49	30,16	401,00	0,03741
0,04583	3119,48	33,15	328,30	0,04569
0,05000	3122,48	36,15	301,00	0,04983
0,05830	3128,96	42,63	258,29	0,05807
0,06667	3135,92	49,59	225,99	0,06637
0,07500	3141,17	54,84	201,00	0,07463
0,08333	3147,64	61,31	181,01	0,08287

(продолжение на след. стр.)

Таблица 1.6. (продолжение)

Δt (часы)	p_{ws} (пси)	Δp (пси)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$	Δt_r	Δt (часы)	p_{ws} (пси)	Δp (пси)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$	Δt_r
0,09583	3161,95	75,62	157,53	0,09522	3,75000	3809,50	723,17	5,00	3,00000
0,10833	3170,68	84,35	139,47	0,10755	4,00000	3815,97	729,64	4,75	3,15789
0,12083	3178,39	92,06	125,14	0,11986	4,25000	3820,20	733,87	4,53	3,31169
0,13333	3187,12	100,79	113,50	0,13216	4,50000	3821,95	735,62	4,33	3,46154
0,14583	3194,24	107,91	103,86	0,14443	4,75000	3823,70	737,37	4,16	3,60759
0,16250	3205,96	119,63	93,31	0,16076	5,00000	3826,45	740,12	4,00	3,75000
0,17917	3216,68	130,35	84,72	0,17706	5,25000	3829,69	743,36	3,86	3,88889
0,19583	3227,89	141,56	77,60	0,19331	5,50000	3832,64	746,31	3,73	4,02439
0,21250	3238,37	152,04	71,59	0,20953	5,75000	3834,70	748,37	3,61	4,15663
0,22917	3249,07	162,74	66,45	0,22572	6,00000	3837,19	750,86	3,50	4,28571
0,25000	3261,79	175,46	61,00	0,24590	6,25000	3838,94	752,61	3,40	4,41176
0,29167	3287,21	200,88	52,43	0,28611	6,75000	3838,02	751,69	3,22	4,65517
0,33333	3310,15	223,82	46,00	0,32608	7,25000	3840,78	754,45	3,07	4,88764
0,37500	3334,34	248,01	41,00	0,36585	7,75000	3843,01	756,68	2,94	5,10989
0,41667	3356,27	269,94	37,00	0,40541	8,25000	3844,52	758,19	2,82	5,32258
0,45833	3374,98	288,65	33,73	0,44474	8,75000	3846,27	759,94	2,71	5,52632
0,50000	3394,44	308,11	31,00	0,48387	9,25000	3847,51	761,18	2,62	5,72165
0,54167	3413,90	327,57	28,69	0,52279	9,75000	3848,52	762,19	2,54	5,90909
0,58333	3433,83	347,50	26,71	0,56149	10,25000	3850,01	763,68	2,46	6,08911
0,62500	3448,05	361,72	25,00	0,60000	10,75000	3850,75	764,42	2,40	6,26214
0,66667	3466,26	379,93	23,50	0,63830	11,25000	3851,76	765,43	2,33	6,42857
0,70833	3481,97	395,64	22,18	0,67639	11,75000	3852,50	766,17	2,28	6,58879
0,75000	3493,69	407,36	21,00	0,71429	12,25000	3853,51	767,18	2,22	6,74312
0,81250	3518,63	432,30	19,46	0,77075	12,75000	3854,25	767,92	2,18	6,89189
0,87500	3537,34	451,01	18,14	0,82677	13,25000	3855,07	768,74	2,13	7,03540
0,93750	3553,55	467,22	17,00	0,88235	13,75000	3855,50	769,17	2,09	7,17391
1,00000	3571,75	485,42	16,00	0,93750	14,50000	3856,50	770,17	2,03	7,37288
1,06250	3586,23	499,90	15,12	0,99222	15,25000	3857,25	770,92	1,98	7,56198
1,12500	3602,95	516,62	14,33	1,04651	16,00000	3857,99	771,66	1,94	7,74194
1,18750	3617,41	531,08	13,63	1,10039	16,75000	3858,74	772,41	1,90	7,91339
1,25000	3631,15	544,82	13,00	1,15385	17,50000	3859,48	773,15	1,86	8,07692
1,31250	3640,86	554,53	12,43	1,20690	18,25000	3859,99	773,66	1,82	8,23308
1,37500	3652,85	566,52	11,91	1,25954	19,00000	3860,73	774,40	1,79	8,38235
1,43750	3664,32	577,99	11,43	1,31179	19,75000	3860,99	774,66	1,76	8,52518
1,50000	3673,81	587,48	11,00	1,36364	20,50000	3861,49	775,16	1,73	8,66197
1,62500	3692,27	605,94	10,23	1,46617	21,25000	3862,24	775,91	1,71	8,79310
1,75000	3705,52	619,19	9,57	1,56716	22,25000	3862,74	776,41	1,67	8,95973
1,87500	3719,26	632,93	9,00	1,66667	23,25000	3863,22	776,89	1,65	9,11765
2,00000	3732,23	645,90	8,50	1,76471	24,25000	3863,48	777,15	1,62	9,26752
2,25000	3749,71	663,38	7,67	1,95652	25,25000	3863,99	777,66	1,59	9,40994
2,37500	3757,19	670,86	7,32	2,05036	26,25000	3864,49	778,16	1,57	9,54545
2,50000	3763,44	677,11	7,00	2,14286	27,25000	3864,73	778,40	1,55	9,67456
2,75000	3774,65	688,32	6,45	2,32394	28,50000	3865,23	778,90	1,53	9,82759
3,00000	3785,11	698,78	6,00	2,50000	30,00000	3865,74	779,41	1,50	10,00000
3,25000	3794,06	707,73	5,62	2,67123					
3,50000	3799,80	713,47	5,29	2,83784					

На основе данных Бурде (Bourdet) и др. (1983).

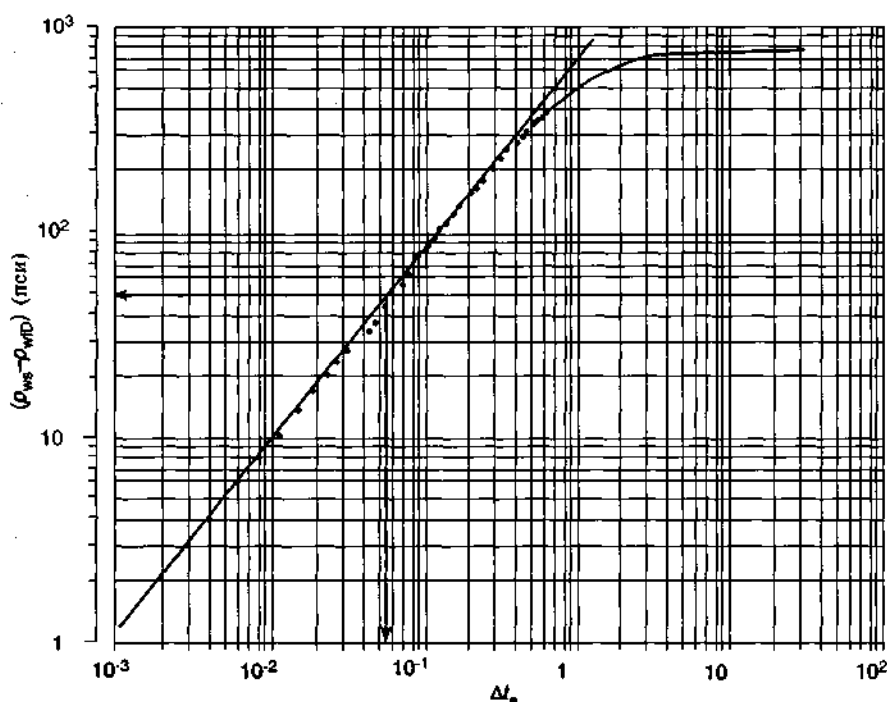


Рис. 1.50. Двойной логарифмический график. Данные из таблицы 1.6 (по: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

Решение.

Шаг 1. Построим двойной логарифмический график Δp от Δt_e , как показано на рис. 1.50. Из графика видно, что начальный участок представляет собой прямую с наклоном 45° , что указывает на наличие эффекта заполнения ствола скважины. Определим координаты точки на прямом участке, например $\Delta p = 50$ и $\Delta t_e = 0,06$, и рассчитаем C и C_D :

$$C = \frac{QB\Delta t_e}{24\Delta p} = \frac{(174)(1,06)(0,06)}{(24)(50)} = 0,0092$$

$$C_D = \frac{0,8936C}{\phi\mu c_r r_w^2} = \frac{0,8936(0,0092)}{(0,25)(107)(4,2 \times 10^{-6})(0,29)^2} = 872.$$

Шаг 2. Построим график Хорнера p_{ws} от $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 1.51, и выполним обычный анализ данных исследований скважины. Тогда:

$$m = 65,62$$

$$k = \frac{162,6QB\mu}{mh} \frac{(162,6)(174)(2,5)}{(65,62)(107)} = 10,1 \text{ мД.}$$

$$p_{hr} = 3797$$

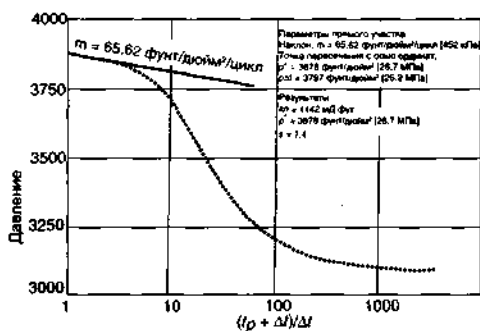


Рис. 1.51. График Хорнера: данные взяты из табл. 1.6 (©1983 World Oil, Bourdet и соавт., май 1983)

$$s = 1,151 \left[\frac{p_{hr} - p_{wf}}{(m)} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$= 1,151 \left[\frac{3797 - 3086,33}{65,62} - \right]$$

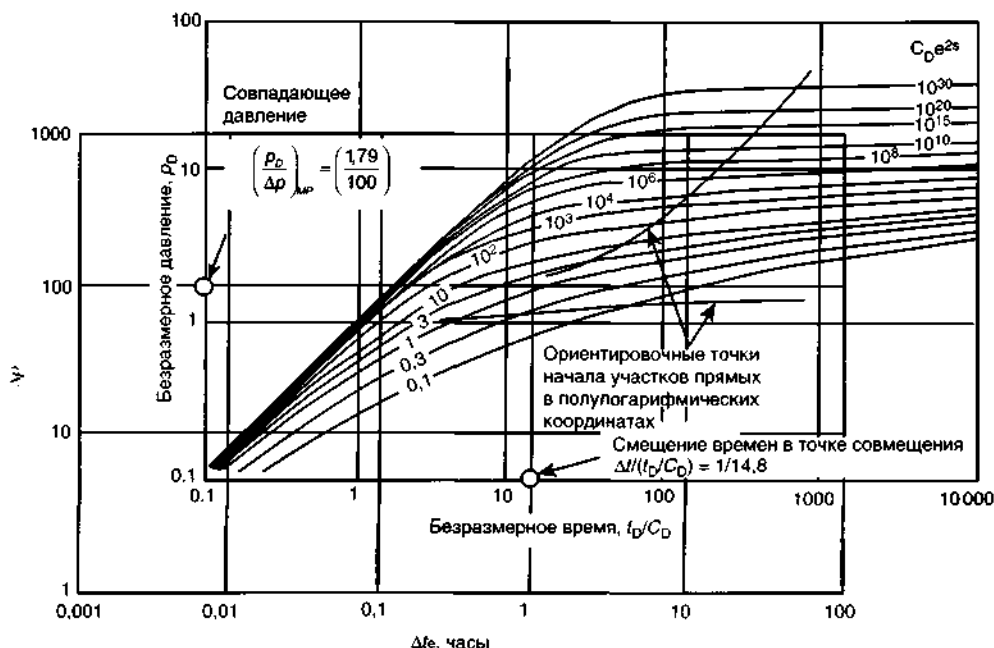


Рис. 1.52. График данных исследования с нарастанием давления КВД, построенный на кальке в логарифмических координатах и совмещенный с типовой кривой Грингартена и др. (©1983 World Oil, Bourdet и соавт., май 1983)

$$-\log \left(\frac{10,1}{(0,25)(2,5)(4,2 \times 10^{-6})(0,29)^2} \right) + 3,23 = 7,37.$$

$$\Delta p_{\text{мин}} = (0,87)(65,62)(7,37) = 421$$

$$p^* = 3878$$

Шаг 3. Построим на кальке двойной логарифмический график Δp от Δt , в координатах, идентичных по размеру типовой кривой Грингартена. Наложим график данных исследований на типовые кривые и выберем типовую кривую, которая наилучшим образом соответствует графику фактических данных. Как видно из рис. 1.52, данные совпадают с кривой, для которой безразмерное выражение $C_D e^{2s} = 10^{10}$, а точка совмещения:

$$(p_D)_{\text{MP}} = 1,79.$$

$$(\Delta p)_{\text{MP}} = 100.$$

$$(t_D/C_D) = 14,8.$$

$$(\Delta t_s) = 1,0.$$

Шаг 4. Сравнив совпадающие кривые, рассчитаем следующие свойства:

$$k = \left[\frac{141,2 Q B \mu}{h} \right] \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{\text{MP}} = \frac{141,2(174)(1,06)(2,5) \left(\frac{1,79}{100} \right)}{(107)} = 10,9 \text{ мД.}$$

$$C = \left[\frac{0,0002951 k h}{\mu} \right] \left[\frac{\Delta t_s}{(t_D/C_D)_{\text{MP}}} \right] = \left[\frac{0,0002951(10,9)(107)}{2,5} \right] \left[\frac{1,0}{14,8} \right] = 0,0093.$$

$$C_D = \left[\frac{0,8936}{\phi h c_r r_w^2} \right] C = \left[\frac{0,8936}{(0,25)(107)(4,2 \times 10^{-6})(0,29)^2} \right] (0,0093) = 879.$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_{\text{MP}}}{C_D} \right] = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{10^{10}}{879} \right] = 3,12.$$

В примере продемонстрировано хорошее согласование между результатами обычного анализа данных, полученных при исследовании скважины, и результатами метода типовых кривых Грингартена.

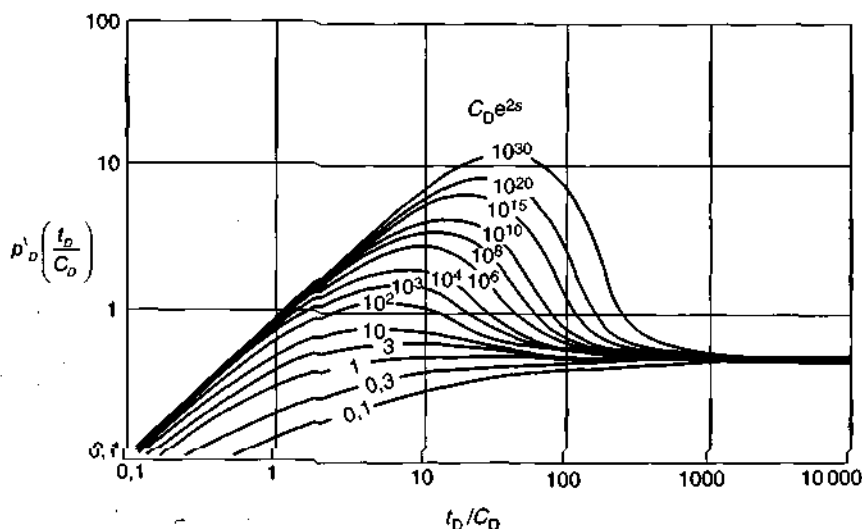


Рис. 1.53. Типовые кривые производной давления в координатах $p'_D(t_D/C_D)$
(©1983 World Oil, Bourdet и соавт., май 1983)

Аналогично, кривые Грингартена можно использовать для газовых систем, преобразовав безразмерное падение давления и время следующим образом:

Для метода псевдодавления газа:

$$p_D = \frac{k h \Delta[m(p)]}{1422 Q_g T}$$

Для метода квадратов давлений:

$$p_D = \frac{k h \Delta[p^2]}{1422 Q_g \mu Z_i T}$$

Выражение для безразмерного времени:

$$t_D = \left[\frac{0,0002637 k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right] t,$$

где:

Q_g — расход газа, тыс. ст. фут³/сут.;

T — температура, °R;

$\Delta[m(p)] = m(p_{wf}) - m(p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0)$ для испытаний с нарастанием давления;

$= m(p) - m(p_{wf})$ для исследований с падением давления;

$\Delta[p^2] = (p_{wf})^2 - (p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0)^2$ для исследований с нарастанием давления — КВД;

$= (p)^2 - (p_{wf})^2$ для исследований с падением давления.

также для исследований с нарастанием давления — КВД в вышеприведенном выражении Δt заменяется временем добегания стока t .

1.5. Метод производных давления

Процедура обработки данных исследований скважин методом типовых кривых была доработана для идентификации режимов течений с учетом притока флюида в ствол скважин и для условий радиальной фильтрации в бесконечном пласте. Как показано в примере 1.31, типовые кривые можно использовать для расчета свойств пласта и состояния ствола скважины. Однако из-за схожести форм кривых сложно получить единственное решение. Как показано на рис. 1.49, все типовые кривые при высоких значениях $C_D e^{2s}$ очень близки по форме, что затрудняет выбор единственной подходящей кривой простым сравнением форм и, соответственно, определение правильных значений k , s и C .

Тиаб и Кумар (Tiab и Kumar, 1980) и Бурде (Bourdet) и др. (1983) исследовали задачу правильной идентификации режима течения и выбора надлежащей интерпретационной модели. Бурде (Bourdet) и соавторы предположили, что режимам течения могут строго соответствовать определенные характеристические формы на двойных логарифмических графиках производных давления (а не просто давления) от времени. Появление типовых кривых производных давления существенно расширило возможности обработки данных исследований скважины. Использование типовых кривых производных давления предоставляет следующие преимущества.

- Различия, с трудом различимые на обычном графике данных исследования скважины, на графике производных усиливаются.

- Графики производных для режимов течений имеют четкие характеристические формы.
- На одном графике производных можно представить несколько отдельных характеристических кривых, для которых в противном случае потребовалось бы несколько различных графиков.
- Метод производных улучшает различимость графиков данных анализа и, соответственно, повышает точность интерпретации.

Бурде (Bourdet) и др. (1983) определили производную давления как производную p_D по t_D/C_D :

$$P_D' = \frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} \quad [1.5.1]$$

Было показано, что для периода доминирования эффекта заполнения ствола скважины характер изменения давления описывается выражением:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}$$

Продифференцировав p_D по t_D/C_D , получим:

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P_D' = 1,0.$$

Поскольку $p_D' = 1$, умножив p_D на t_D'/C_D , получим t_D'/C_D , или:

$$P_D' \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{t_D}{C_D} \quad [1.5.2]$$

Из уравнения 1.5.2 видно, что двойной логарифмический график $p_D(t_D/C_D)$ от t_D/C_D для периода доминирования эффекта заполнения ствола скважины представляет собой прямую с единичным угловым коэффициентом.

Аналогично, в режиме радиального течения в бесконечном пласте характер изменения давления описывается формулой 1.5.1:

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0,80907 + \ln(C_D e^{2\gamma}) \right].$$

Продифференцировав по t_D/C_D , получим:

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P_D' = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{(t_D/C_D)} \right].$$

Упростив, получим:

$$P_D' \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{1}{2} \quad [1.5.3]$$

Это означает, что двойной логарифмический график $p_D(t_D/C_D)$ от t_D/C_D для режима переходного течения (радиального течения в бес-

конечном пласте) представляет собой *горизонтальную линию на уровне $p_D(t_D/C_D) = 1/2$* . Как видно из формул 1.5.2 и 1.5.3, график производной $p_D(t_D/C_D)$ от t_D/C_D представляет собой совокупность *двух прямых участков*, характеризующихся следующими особенностями:

- для периода притока флюида в ствол скважины представляет собой прямую с единичным угловым коэффициентом;
- для периода переходного течения представляет собой горизонтальную прямую при $p_D(t_D/C_D) = 0,5$.

Теоретические основы метода производной давления, по сути, базируются на идентификации этих двух прямых участков, которые могут использоваться как референтные линии при выборе подходящей интерпретационной модели для данных исследований скважины.

Бурде (Bourdet) и др. построили типовые кривые Грингартена зависимости $p_D(t_D/C_D)$ от t_D/C_D в логарифмических координатах, как показано на рис. 1.53. Показано, что начальные участки кривых на двойном логарифмическом графике в период притока флюида в ствол скважины представляют собой прямые с единичным угловым коэффициентом. После достижения режима нестационарного радиального течения, в котором пласт ведет себя как бесконечный, кривые превращаются в горизонтальные линии при $p_D(t_D/C_D) = 0,5$, как видно из уравнения 1.5.3. Кроме того, обратите внимание, что переход «чистого» эффекта заполнения ствола скважины к «режиму бесконечного пласта» сопровождается «горбом», высота которого характеризует значение скин-фактора s .

Из рис. 1.53 видно, что скин-эффект проявляется в месте перехода от прямого участка, обусловленного эффектом притока в ствол скважины, к *горизонтальной прямой*, характерной для радиального течения в бесконечном пласте. Бурде (Bourdet) и др. показали, что данные на этом искривленном участке не всегда удается четко определить. По этой причине авторы посчитали целесообразным объединить типовые кривые производных с типовыми кривыми Грингартена путем наложения этих типовых кривых, показанных на рис. 1.49 и 1.53, на одном графике. Результат наложения двух семейств типовых кривых на одном графике показан на рис. 1.54. Эти новые типовые кривые позволяют *одновременно* совмещать данные изменения давления и производные, поскольку и те, и другие кривые построены на одном графике. По данным производных давления можно однозначно определить давление и время в точках совмещения, а значение $C_D e^{2\gamma}$ находится путем сравнения значений координат кривых производных давления и данных падения давления.

Обработка данных исследований скважины с применением типовых кривых производных можно свести к следующим операциям.

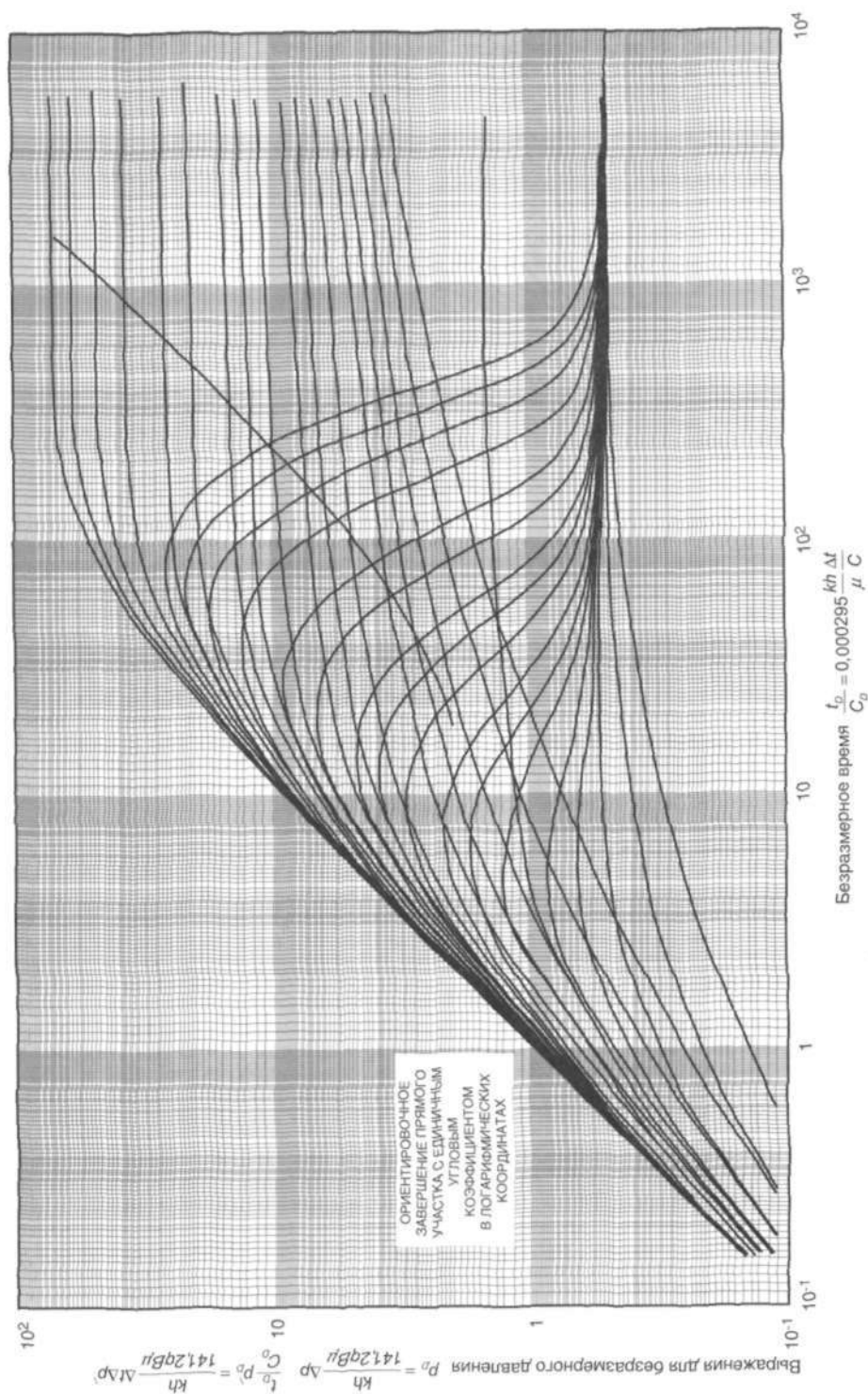


Рис. 1.54. Типичные кривые производных давления (©1983 World Oil, Bourdet и соавт., май 1983)

Шаг 1. С помощью фактических данных исследований рассчитаем функции разности давлений Δp и производной давления, как показано ниже для исследований с падением и нарастанием давления (КВД).

Для каждой зарегистрированной в исследованиях с падением давления точки, т. е. времени добегания возмущения t и соответствующего забойного гидродинамического давления p_{wf} , рассчитаем следующие параметры:

Разность давлений: $\Delta p = p_i - p_{wf}$.

$$\text{Функция производной: } t\Delta p' = -t \left(\frac{d(\Delta p)}{d(t)} \right) \quad [1.5.4]$$

Для каждой зарегистрированной в исследованиях с нарастанием давления — КВД точки, т. е. времени восстановления Δt и соответствующего давления остановленной скважины p_{ws} , рассчитаем следующие параметры:

Разность давлений: $\Delta p = p_{ws} - p_{wf \text{ при } \Delta t = 0}$.

$$\text{Функция производной: } \Delta t \Delta p' = \Delta t \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \left[\frac{d(\Delta p)}{d(\Delta t)} \right] \quad [1.5.5]$$

Для производных, включенных в уравнения 1.5.4 и 1.5.5, т. е. $[dp_{wf}/dt]$ и $[d(\Delta p_{ws})/d(\Delta t)]$, можно определить числовые значения в любой точке данных i по формуле центральной разности для равностоящих значений времени или методом трехточечной средневзвешенной аппроксимации, как показано графически на рис. 1.55 и математически отражено в следующих соотношениях:

Центральные разности:

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_i = \frac{p_i - p_{i-1}}{x_{i-1} - x_{i-1}} \quad [1.5.6]$$

Трехточечная средневзвешенная аппроксимация:

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_i = \frac{(\Delta p_1 / \Delta x_1) \Delta x_2 + (\Delta p_2 / \Delta x_2) \Delta x_1}{\Delta x_1 + \Delta x_2} \quad [1.5.7]$$

Следует отметить, что выбор методики численного дифференцирования в случае применения метода производных давления является предметом отдельного обсуждения и рассмотрения. Существует множество методик дифференцирования, в которых используется только две точки, например формулы разности назад, разности вперед и центральной разности, а также очень сложные алгоритмы, которые задействуют несколько точек давления.

Чтобы найти методику, которая сглаживает данные наилучшим образом, следует попробовать несколько различных алгоритмов.

Шаг 2. На кальке с подготовленными осями координат того же размера, что и на графике типовых кривых Бурде-Грингартена, т. е. на рис. 1.54, построим следующие кривые:

- (Δp) и $(t\Delta p')$ как функцию времени добегания возмущения t — при анализе данных исследований с падением давления. Обратите внимание, что на одном двойном логарифмическом графике, который показан на рис. 1.56, имеется два набора данных. Первый относится к аналитическому решению, а второй представляет собой фактические данные исследований с падением давления.
- Разность давлений Δp от эквивалентного времени Δt и производную функцию $(\Delta t \Delta p')$ от фактического времени восстановления Δt . И снова на одном графике представлены два набора данных, как показано на рис. 1.56.

Шаг 3. Проверим, представляет ли собой начальный участок двойного логарифмического графика фактических точек давления, т. е. прямую разности давления от времени с единичным угловым коэффициентом. Если это так, проведем линию через точки и рассчитаем коэффициент заполнения ствола скважины C , выбрав на участке прямой с единичным угловым коэффициентом какую-либо точку с координатами $(t, \Delta p)$ или $(\Delta t, \Delta p)$ и применив формулы 1.4.24 или 1.4.25 следующим образом:

Для исследований с падением давления:

$$C = \frac{QB}{24} \left(\frac{t}{\Delta p} \right)$$

Для исследований с нарастанием давления:

$$C = \frac{QB}{24} \left(\frac{\Delta t}{\Delta p} \right)$$

Шаг 4. Рассчитаем безразмерный коэффициент заполнения ствола скважины C_D по формуле 1.4.26 с учетом значения C , полученного в шаге 3. То есть:

$$C_D = \left[\frac{0,8936}{\phi h c_r r_w^2} \right] C$$

Шаг 5. Проверим, представляет ли собой дальнейший участок графика полученных данных производных давления горизонтальную линию, что свидетельствует о наличии режима нестационарного (переходного) течения. Если да, проведем горизонтальную линию через эти точки графика производной.

Шаг 6. Наложим два графика реальных данных, т. е. график разности давлений и график производной функции, на типовые кривые Бурде-Грингартена, приведенные на рис. 1.54, и выполним одновременное совмещение этих двух графиков с типовыми кривыми Бурде-Грингартена. Линия с единичным коэффициентом наклона на графике должна совпасть

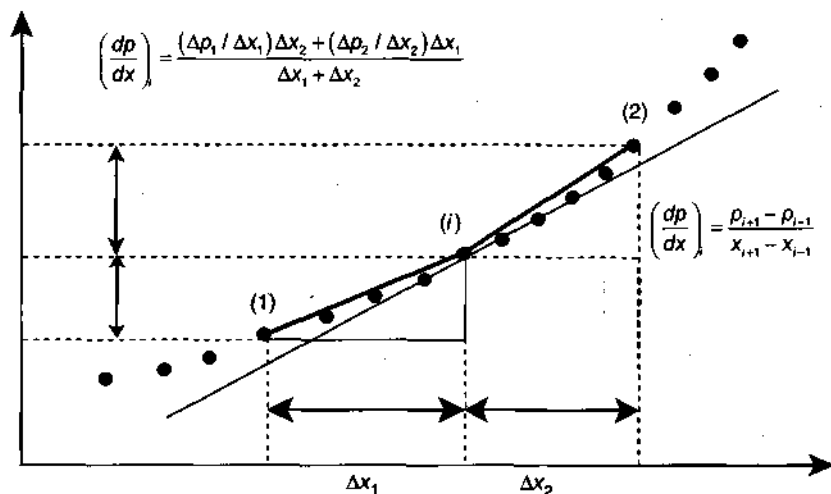
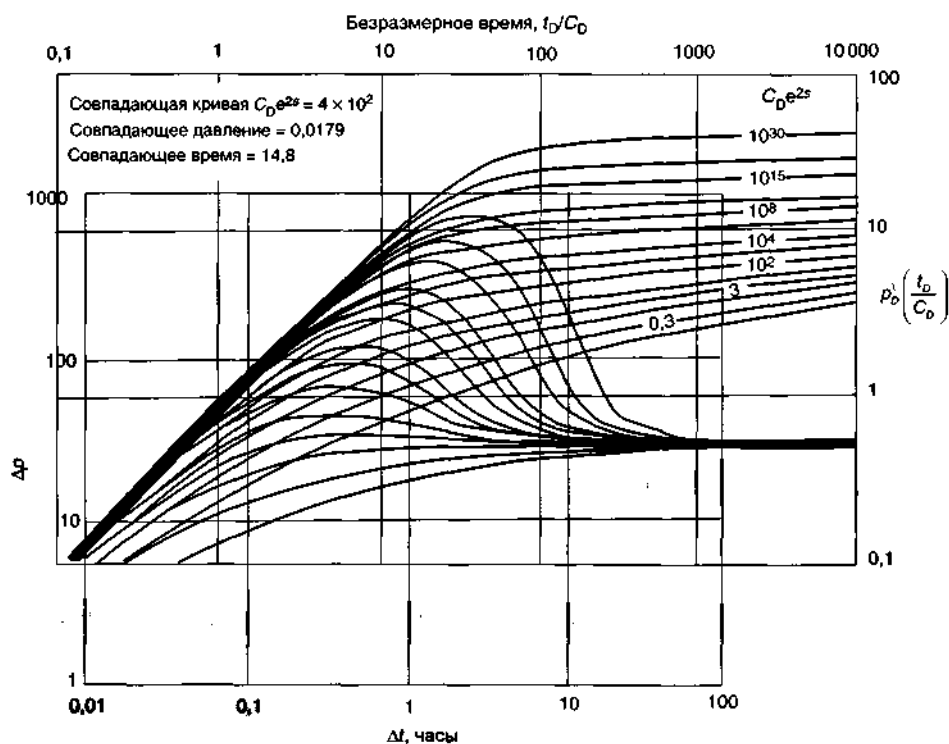


Рис. 1.55. Трехточечный алгоритм дифференцирования

Рис. 1.56. Совпадающая типовая кривая. Данные взяты из табл. 1.6
(©1983 World Oil, Bourdet и соавт., май 1983)

с соответствующим участком на типовой кривой, а горизонтальный участок линии со значением 0,5 — с аналогичным участком на типовой кривой. Обратите внимание, что удобно совмещать обе кривые: давления и производной давления, хотя эти действия и являются избыточными. Такое двойное совмещение обеспечивает высокую степень достоверности полученных результатов.

Шаг 7. На типовой кривой, согласующейся наилучшим образом, выберите точку совмещения МР и запишите соответствующие значения следующих параметров:

- По типовой кривой Грингартена определите $(p_r, \Delta p)_{MP}$ и соответствующие значения $(t_D/C_D)_{MP}$ или $(t_D/C_D, t_r)_{MP}$.
- Запишите значение безразмерного выражения $(C_D e^{2s})_{MP}$, указанное на типовых кривых Бурде.

Шаг 8. Рассчитаем проницаемость по формуле 1.4.21:

$$k = \left[\frac{141,2 Q B \mu}{h} \right] \left[\frac{p_D}{\Delta p} \right]_{MP}$$

Шаг 9. Пересчитаем коэффициент заполнения ствола скважины C и C_D по формулам 1.4.23 и 1.4.26, или:

Для исследований с падением давления:

$$C = \left[\frac{0,0002951 k h}{\mu} \right] \frac{(t)_{MP}}{(t_D/C_D)_{MP}}$$

Для исследований с нарастанием давления:

$$C = \left[\frac{0,0002951 k h}{\mu} \right] \frac{(\Delta t_r)_{MP}}{(t_D/C_D)_{MP}}$$

с:

$$C_D = \left[\frac{0,8936}{\phi h c_f r_w^2} \right] C$$

Сравним расчетные значения C и C_D с величинами, полученными в шагах 3 и 4.

Шаг 10. Рассчитаем скин-фактор s по формуле 1.4.27 с учетом значения C_D , полученного в шаге 9, и значения $(C_D e^{2s})_{MP}$, полученного в шаге 7, тогда:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D} \right]$$

Пример 1.33. Используя данные из примера 1.31, выполнить обработку данных исследований скважины методом производных давления.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем производную функцию для каждой зарегистрированной точки данных по формуле 1.5.5 или методом аппроксимации

по формуле 1.5.6, см. табл. 1.7 и график на рис. 1.57.

Таблица 1.7. Метод производных давления.
Данные из табл. 6.6 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

Δt (часы)	Δp (пси)	Наклон (пси/ час)	$\Delta p'$ (пси/ час)	$\Delta t \Delta p'$ ($t_r + \Delta t$) t_r
0,00000	0,00	1017,52	—	—
0,00417	4,24	777,72	897,62	3,74
0,00833	7,48	657,55	717,64	5,98
0,01250	10,22	834,53	746,04	9,33
0,01667	13,70	778,85	806,69	13,46
0,02083	16,94	839,33	809,09	16,88
0,02500	20,44	776,98	808,15	20,24
0,02917	23,68	778,85	777,91	22,74
0,03333	26,92	776,98	777,91	25,99
0,03750	30,16	358,94	567,96	21,35
0,04583	33,15	719,42	539,18	24,79
0,05000	36,15	780,72	750,07	37,63
0,05830	42,63	831,54	806,13	47,18
0,06667	49,59	630,25	730,90	48,95
0,07500	54,84	776,71	703,48	53,02
0,08333	61,31	1144,80	960,76	80,50
0,09583	75,62	698,40	921,60	88,88
0,10833	84,35	616,80	657,60	71,75
0,12083	92,06	698,40	657,60	80,10
0,13333	100,79	569,60	634,00	85,28
0,14583	107,91	703,06	636,33	93,70
0,16250	119,63	643,07	673,07	110,56
0,17917	130,35	672,87	657,97	119,30
0,19583	141,56	628,67	650,77	129,10
0,21250	152,04	641,87	635,27	136,91
0,22917	162,74	610,66	626,26	145,71
0,25000	175,46	610,03	610,34	155,13
0,29167	200,88	550,65	580,34	172,56
0,33333	223,82	580,51	565,58	192,71
0,37500	248,01	526,28	553,40	212,71
0,41667	269,94	449,11	487,69	208,85
0,45833	288,65	467,00	458,08	216,36
0,50000	308,11	467,00	467,00	241,28
0,54167	327,57	478,40	472,70	265,29
0,58333	347,50	341,25	409,82	248,36
0,62500	361,72	437,01	389,13	253,34
0,66667	379,93	377,10	407,05	283,43
0,70833	395,64	281,26	329,18	244,18
0,75000	407,36	399,04	340,15	267,87
0,81250	432,30	299,36	349,20	299,09
0,87500	451,01	259,36	279,36	258,70

(продолжение на след. стр.)

Таблица 1.7. (продолжение)

Δt (часы)	Δp (пси)	Наклон (пси/ час)	Δp (пси/ час)	$\Delta t \Delta p$ ($t_p + \Delta t$) t_p	Δt (часы)	Δp (пси)	Наклон (пси/ час)	Δp (пси/ час)	$\Delta t \Delta p$ ($t_p + \Delta t$) t_p
0,93750	467,22	291,20	275,28	274,20	15,25000	770,92	0,99	0,99	30,55
1,00000	485,42	231,68	261,44	278,87	16,00000	771,66	1,00	0,99	32,85
1,06250	499,90	267,52	249,60	283,98	16,75000	772,41	0,99	0,99	35,22
1,12500	516,62	231,36	249,44	301,67	17,50000	773,15	0,68	0,83	31,60
1,18750	531,08	219,84	225,60	289,11	18,25000	773,66	0,99	0,83	33,71
1,25000	544,82	155,36	187,60	254,04	19,00000	774,40	0,35	0,67	28,71
1,31250	554,53	191,84	173,60	247,79	19,75000	774,66	0,67	0,51	23,18
1,37500	566,52	183,52	187,68	281,72	20,50000	775,16	1,00	0,83	40,43
1,43750	577,99	151,84	167,68	264,14	21,25000	775,91	0,50	0,75	38,52
1,50000	587,48	147,68	149,76	247,10	22,25000	776,41	0,48	0,49	27,07
1,62500	605,94	106,00	126,84	228,44	23,25000	776,89	0,26	0,37	21,94
1,75000	619,19	109,92	107,96	210,97	24,25000	777,15	0,51	0,38	24,43
1,87500	632,93	103,76	106,84	225,37	25,25000	777,66	0,50	0,50	34,22
2,00000	645,90	69,92	86,84	196,84	26,25000	778,16	0,24	0,37	26,71
2,25000	663,38	59,84	64,88	167,88	27,25000	778,40	0,40 ^a	0,32 ^b	24,56 ^c
2,37500	670,66	50,00	54,92	151,09	28,50000	778,90	0,34	0,37	30,58
2,50000	677,11	44,84	47,42	138,31	30,00000	779,41	25,98	13,16	1184,41
2,75000	688,32	41,84	43,34	141,04					
3,00000	698,78	35,80	38,82	139,75					
3,25000	707,73	22,96	29,38	118,17					
3,50000	713,47	38,80	30,88	133,30					
3,75000	723,17	25,88	32,34	151,59					
4,00000	729,64	16,92	21,40	108,43					
4,25000	733,87	7,00	11,96	65,23					
4,50000	735,62	7,00	7,00	40,95					
4,75000	737,37	11,00	9,00	56,29					
5,00000	740,12	12,96	11,98	79,87					
5,25000	743,36	11,80	12,88	87,74					
5,50000	746,31	8,24	10,02	75,32					
5,75000	748,37	9,96	9,10	72,38					
6,00000	750,86	7,00	8,48	71,23					
6,25000	752,51	-1,84	2,58	22,84					
6,75000	751,69	5,52	1,84	18,01					
7,25000	754,45	4,46	4,99	53,66					
7,75000	756,68	3,02	3,74	43,96					
8,25000	758,19	3,50	3,26	41,69					
8,75000	759,94	2,48	2,99	41,42					
9,25000	761,18	2,02	2,25	33,65					
9,75000	762,19	2,98	2,50	40,22					
10,25000	763,68	1,48	2,23	38,48					
10,75000	764,42	2,02	1,75	32,29					
11,25000	765,43	1,48	1,75	34,45					
11,75000	766,17	2,02	1,75	36,67					
12,25000	767,18	1,48	1,75	38,94					
12,75000	767,92	1,64	1,56	36,80					
13,25000	768,74	0,86	1,25	31,19					
13,75000	769,17	1,33	1,10	28,90					
14,50000	770,17	1,00	1,17	33,27					

Шаг 2. Проведем прямую линию с наклоном 45° по точкам, полученным в начальный период исследований, как показано на рис. 1.57, и выберем на прямом участке точку с координатами (0,1, 70). Рассчитаем C и C_D :

$$C = \frac{QB\Delta t}{24\Delta p} = \frac{1740(1,06)(0,1)}{(24)(70)} = 0,00976.$$

$$C_D = \left[\frac{0,8936}{\phi h c_{r,r}^2} \right] = \frac{0,8936(0,00976)}{(0,25)(107)(4,2 \times 10^{-6})(0,29)^2} = 923.$$

Шаг 3. Наложив графики разности давления и производной давления на типовые кривые Бурде-Грингартена, выберем совпадающую типовую кривую, как показано на рис. 1.57, со следующими точками совмещения:

$$(C_D e^{2s})_{MP} = 4 \times 10^9;$$

$$(p_D / \Delta p)_{MP} = 0,0179;$$

$$[(t_D / C_D) / \Delta t]_{MP} = 14,8.$$

Шаг 4. Рассчитаем проницаемость k :

$$k = \left[\frac{141,2QB\mu}{h} \right] \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} = \left[\frac{141,2(174)(1,06)(2,5)}{107} \right] (0,0179) = 10,9 \text{ мД.}$$

^a $(778,9 - 778,4) / (28,5 - 27,25) = 0,40.$

^b $(0,40 + 0,24) / 2 = 0,32.$

^c $27,25 - 0,32 - (15 + 27,25) / 15 = 24,56.$

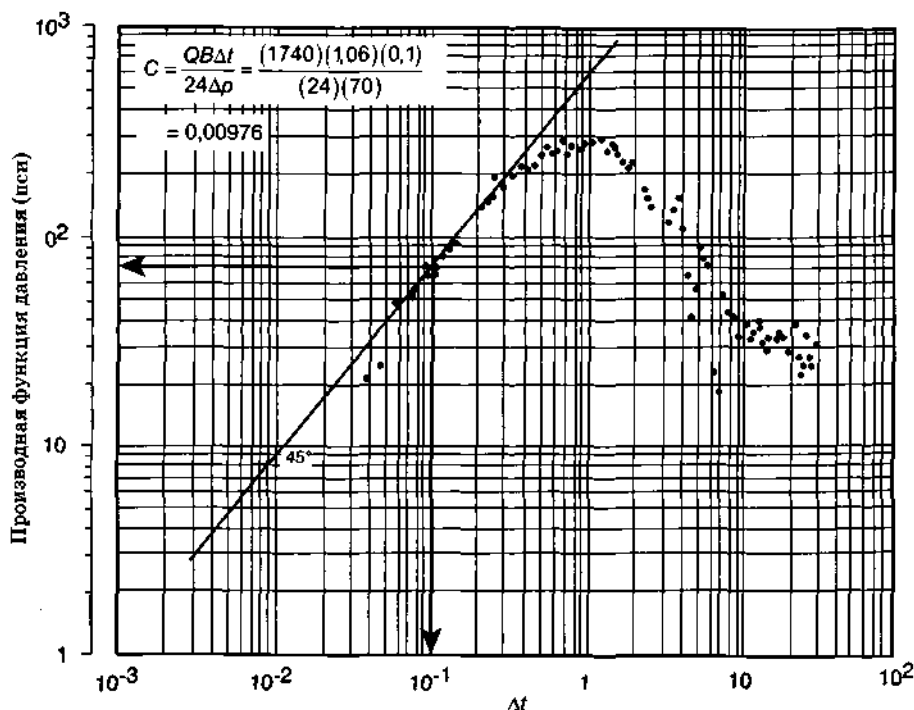


Рис. 1.57. Двойной логарифмический график. Данные из табл. 1.7

Шаг 5. Рассчитаем C и C_D :

$$C = \left[\frac{0,0002951kh}{\mu} \right] \frac{(\Delta t_e)_{MP}}{(t_D / C_D)_{MP}} =$$

$$= \left[\frac{0,0002951(10,9)(107)}{2,5} \right] \left(\frac{1}{14,8} \right) =$$

$$= 0,0093 \text{ bbl / psi.}$$

$$C_D = \frac{0,8936}{\phi h c_r r_w^2} = \frac{0,8936(0,0093)}{(0,25)(107)(4,2 \times 10^{-6})(0,29)^2} =$$

$$= 879.$$

Шаг 6. Рассчитаем скин-фактор s :

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D} \right] = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{4 \times 10^9}{879} \right] = 7,7.$$

Обратите внимание, что производная функции, график которой приведен на рис. 1.57, характеризуется заметным количеством выпадающих точек и горизонтальная линия, соответствующая режиму радиального течения в бесконечном пласте, выражена нечетко. Практическое ограничение, связанное с использованием метода производной давления, заключается в возможности снятия точек кривой восстановления давления с частотой и точ-

ностью, достаточными для выполнения дифференцирования. В целом, производная функция характеризуется значительными разбросами, которых можно избежать путем сглаживания данных перед дифференцированием.

Сглаживание данных, например данных давление — время, является достаточно сложной задачей, поскольку ее неаккуратное и неквалифицированное выполнение может привести к потере репрезентативных для пласта части данных (сигналов). Отсеивание, сглаживание и интерполяция сигнала рассматриваются в ряду наиболее передовых направлений науки и техники, и неправильное применение технологий сглаживания полученных данных может дать в корне неверные результаты.

Помимо требования однородности пласта существуют также различные внутренние и внешние пластовые граничные условия, которые приводят к отклонению графика для переходного режима течения в бесконечном пласте от ожидаемой прямой линии в полулогарифмических координатах:

- непроницающие сбросы и прочие непроницаемые барьеры;
- неполное вскрытие;
- фазная сепарация и выходы из строя пакеров;
- интерференции скважин;
- стратифицированные слои;

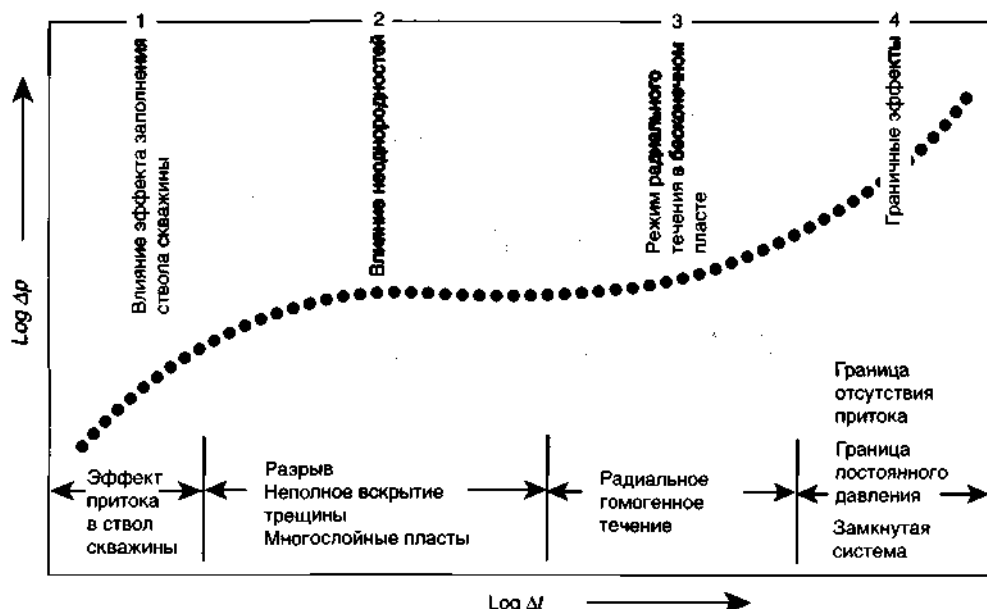


Рис. 1.58. Двойной логарифмический график типичных данных исследований с падением давления

- трещинные коллекторы и пласты, подвергнутые гидроразрыву;
- границы;
- повышенная поперечная составляющая подвижности.

Теория нестационарного течения описывает идеальное радиальное течение флюидов в гомогенной пластовой системе с постоянной толщиной, пористостью и проницаемостью. Любые отклонения от идеальности можно привести к тому, что прогнозируемое изменение давления не будет совпадать с фактически измеренными значениями. Кроме того, ответная реакция скважины в разные моменты времени может различаться. В общем случае, на двойном логарифмическом графике Δp от Δt можно выделить четыре различных временных промежутка, как показано на рис. 1.58:

- 1) На первом этапе всегда доминирует эффект заполнения ствола скважины.
- 2) Затем на ответное изменение давления влияет эффект неоднородностей в скважине и пласте. Этот эффект может быть обусловлен многослойностью пласта, скин-эффектом, гидроразрывами или трещинами в пласте.
- 3) Закон изменения давления соответствует режиму радиального течения в бесконечном пласте и отражает эквивалентную однородную систему.

- 4) Последний период характеризуется влиянием граничных условий, которые могут проявляться на более поздних этапах.

Таким образом, до и после появления фактического прямого участка в полулогарифмических координатах возможно формирование различных режимов течения, последовательность влияния которых на ответное изменение давления является вполне определенной. Достоверность результатов обычного анализа, т. е. метода графика в полулогарифмических координатах, можно точно определить лишь после полной диагностики с идентификацией всех последовательно влияющих режимов течения. Распознавание перечисленных выше четырех типов факторов, влияющих на ответные изменения, является, по всей видимости, наиболее важным компонентом анализа данных исследований скважины. Сложность связана с тем фактом, что некоторые ответные сигналы могут отсутствовать, накладываться друг на друга или не диагностироваться при использовании традиционного графического метода построения прямой линии в полулогарифмических координатах. Выбор правильной интерпретационной модели пласта является обязательным и важным шагом, выполняемым перед обработкой данных исследования скважины и их интерпретацией. При правильной организации исследований скважины и их надлежащей продолжительности большая

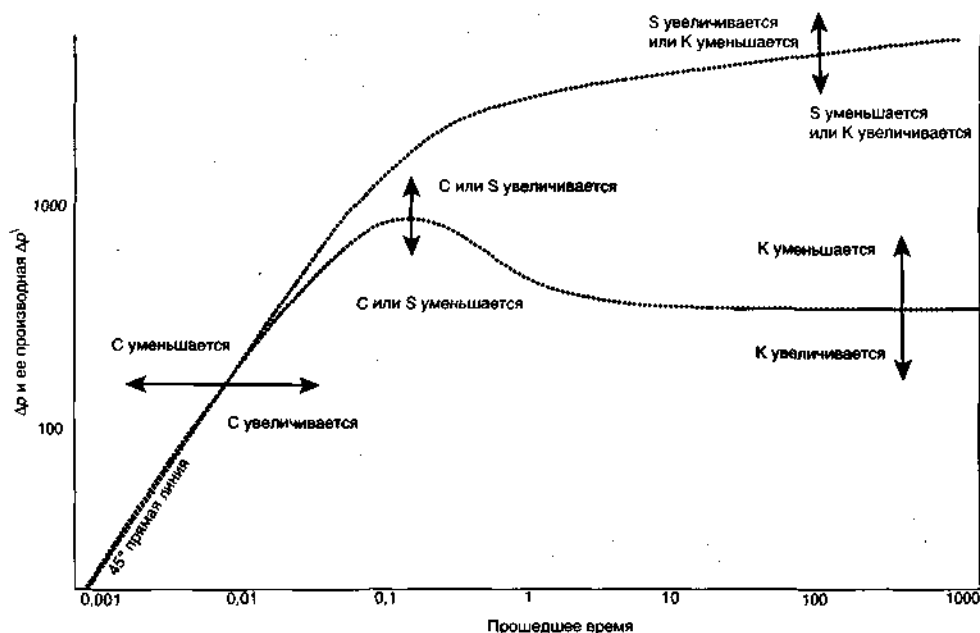


Рис. 1.59. Зависимость Δp и ее производной от прошедшего времени

часть кривой восстановления давления может однозначно характеризовать тип пласта и связанные показатели. Однако часто не удается обеспечить продолжительность исследований скважины, достаточную для устранения неопределенностей при выборе нужной модели анализа данных исследований. При достаточной продолжительности исследований полученные сигналы пласта можно использовать для выбора интерпретационной модели исследований скважины и определения таких параметров пласта, как проницаемость и скин-эффектор. Указанное требование к выбору модели относится как к традиционным графическим методам анализа, так и к компьютерным технологиям.

Следует отметить, что графики давления от времени как в логарифмических, так и полул로그арифмических координатах зачастую остаются нечувствительными к изменениям давления и не могут быть использованы в качестве единственного диагностического критерия для выбора интерпретационной модели, наилучшим образом отражающей динамическое поведение скважины и пласта во время проведения исследований. Лучшее для выбора надлежащей интерпретационной модели подходят типовые кривые производной давления. Чрезвычайно успешное применение метода производных давления в диагностических целях обусловлено следующими причинами:

- Он усиливает незначительные изменения давления.
- Графики производных давления для различных режимов течений имеют четкие характеристики формы.
- Он четко демонстрирует различия между сигналами от различных моделей пластов, в том числе:
 - пласт с двойной пористостью;
 - трещинные коллекторы и пласты, подвергнутые гидроразрыву;
 - замкнутые ограниченные пласты;
 - постоянство давления на границе зоны дренирования;
 - непроницаемые сбросы и непроницаемые границы;
 - пласты, ведущие себя как бесконечные.
- Он позволяет идентифицировать различные режимы и состояния пласта, которые не очевидны при обработке данных исследований скважины традиционными методами.
- Он дает возможность четко распознавать различные режимы течений.
- Метод повышает суммарную точность интерпретации данных исследований.
- Он обеспечивает точный расчет связанных параметров пласта.

Аль-Хамди и Иссака (Al-Ghamdi и Issaka, 2001) выявили три основных проблемы, связанных с выбором надлежащей интерпретационной модели.

- 1) Лимитированное количество существующих интерпретационных моделей, ограниченных предварительно задаваемыми параметрами и идеализированными условиями.
- 2) Большинство существующих моделей для гетерогенных пластов ограничены одним типом неоднородности и неспособны учитывать неоднородности по нескольким показателям в рамках одной модели.
- 3) Проблема неоднозначного соответствия, связанная с генерацией одинаковых ответных реакций совершенно различными моделями пластов с абсолютно разным геологическим строением.

Ли (Lee, 1982) предположил, что для выбора правильно интерпретированной модели лучше всего использовать три следующих методики построения графиков:

- 1) Традиционный двойной логарифмический график разности давления Δp от времени.
- 2) Типовая кривая производной.
- 3) «Специализированный график», например график Хорнера для гомогенной системы, и другие графики.

На основе знаний о форме графиков различных режимов течений для диагностирования системы и выбора модели скважины или пласта, наилучшим образом соответствующей данным исследования скважины, можно использовать двойной график: давления и его производной. Затем по специализированным графикам можно проверить соответствие типовых кривых давления и производной. Таким образом, после рассмотрения и проверки качества исходных данных исследований процедуру обработки можно разделить на два этапа.

- 1) Осуществляется выбор модели пласта и определение различных режимов течений, возникших во время исследований.
- 2) Выполняется расчет различных параметров пласта и скважины.

1.5.1. Выбор модели

Обоснованность интерпретации данных исследований скважины полностью определяется двумя важными факторами: точностью результатов измерения и применимостью выбранной интерпретационной модели. Для выбора подходящей модели обработки данных исследований скважины можно построить графики в различных координатных осях для устранения неоднозначности при выборе модели. Грингартен (Gringarten, 1984) показал, что интерпретационная модель состоит из трех основных компонентов, которые не зависят друг от друга и по очереди доминируют на различных стадиях испытаний, влияя на ответные изменения давления. Эти компоненты следующие:

(I) *Внутренние граничные условия.* Идентификация внутренних границ выполняется на начальном этапе исследований. Всего разли-

чают пять возможных состояний внутренних границ и условий течения в стволе скважины и вокруг него:

- 1) эффект притока флюида в ствол скважины;
- 2) скин-эффект;
- 3) фазовая сепарация;
- 4) неполное вскрытие;
- 5) разрыв (трещина).

(II) *Поведение пласта.* Идентификация пласта выполняется по данным средней фазы исследований, когда пласт ведет себя как бесконечный. Различают пласты двух основных типов:

- 1) гомогенный;
- 2) гетерогенный.

(III) *Внешние граничные условия.* Идентификация внешних границ выполняется на последнем этапе исследований. Существуют условия двух типов на внешней границе пласта:

- 1) отсутствие притока;
- 2) постоянство давления.

Каждый из трех перечисленных выше компонентов проявляет четко различимые характеристики, которые можно определить отдельно и которые описываются различными математическими выражениями.

1.5.2. Обработка данных, полученных на начальной стадии исследований

Данные, полученные на начальной стадии исследований, могут использоваться для получения уникальной информации о пласте в призабойной зоне скважины. На этой стадии исследований доминируют эффект притока в ствол скважины, разрывы и прочие внутренние граничные условия режимов течений, которые демонстрируют четко различимое поведение. Ниже кратко рассматриваются эти внутренние граничные условия и связанные с ними режимы течений.

Эффект заполнения ствола скважины и скин-эффект

Наиболее эффективная процедура анализа и идентификации всего набора полученных данных при исследовании скважины в режиме переходного нестационарного течения представляет собой построение двойных логарифмических графиков разности давления Δp и ее производной $\Delta p'$ от времени исследования. Идентификация внутренних граничных условий выполняется на основе данных первой стадии исследований и начинается с эффекта заполнения ствола скважины. В этот период доминирование эффекта заполнения ствола скважины Δp и ее производная $\Delta p'$ пропорциональны прошедшему времени, и на двойном логарифмическом графике, показанном на рис. 1.59, образуют прямой участок с единичным угловым коэффициентом. На графике

производной переходному участку от эффекта заполнения ствола скважины к радиальному течению в бесконечном пласте соответствует «горб», максимум которого характеризует нарушение проницаемости призабойной зоны (положительный скин-эффект). И наоборот, отсутствие максимума указывает на ненарушенную или обработанную призабойную зону.

Фазовая сепарация в НКТ

Стеджемьер и Мэттьюз (Stegemeier и Matthews, 1958) при обработке данных исследований аномального восстановления давления графически проиллюстрировали и описали влияние некоторых особенностей состояния пласта на вид прямого участка на графике Хорнера, как показано на рис. 1.60. Проблема обусловлена сегрегацией газа и нефти в НКТ и затрубном пространстве в период остановки скважины, что может привести к повышению давления в стволе скважины. В результате нарастания давление может превысить пластовое давление, и флюид начнет выдавливаться назад в пласт. Это приведет к падению давления в стволе скважины. Стеджемьер и Мэттьюз (Stegemeier и Matthews) исследовали причины появления этого «горба» (см. рис. 1.60), т. е. нарастания забойного давления до максимального значения и его последующего падения. Они связали это поведение с подъемом пузырьков газа и перераспределением флюидов внутри ствола скважины. Скважины, которые демонстрируют появление «горба», имеют следующие характеристики:

- они закончены в пластах со средней проницаемостью и отличаются существенным скин-эффектом или ограничениями для потока в призабойной зоне;
- затрубное пространство герметизировано.

Это явление не возникает в низкопроницаемых пластах, поскольку ввиду низкого дебита остается достаточно места для перемещения и расширения газа. Аналогично, если призабойная зона скважины не ограничивает поток, флюид может легко вытесняться назад в пласт и давление выравнивается до образования «горба». Если затрубное пространство не герметизировано, подъем пузырьков газа в НКТ приведет к вытеснению флюида не назад в пласт, а в затрубное пространство.

Стеджемьер и Мэттьюз (Stegemeier и Matthews) также показали, каким образом утечка через ствол между зонами двухпластовой скважины под действием разности давлений может привести к образованию аномального «горба» на графике измеренных давлений. Такая утечка уменьшает перепад давления между зонами, не препятствуя течению флюида, и приводит к образованию «горба» на графике давления для другой зоны.

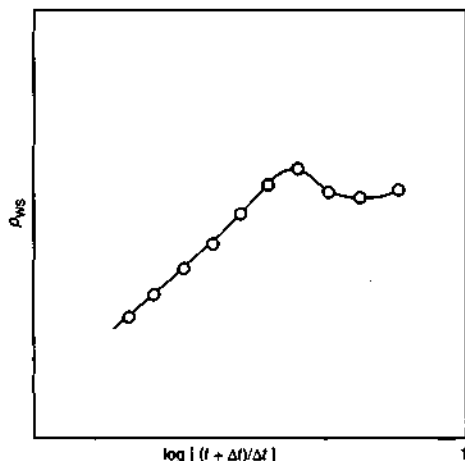


Рис. 1.60. Фазовая сепарация в НКТ (по данным: Stegemeier и Matthews, 1958)

Влияние неполного вскрытия

В зависимости от типа конфигурации закачивания скважины вблизи от ее ствола может возникать сферическое или полусферическое течение. Если скважина вскрывает продуктивный пласт на небольшую толщину от его кровли, течение будет полусферическим. Если скважина проходит через мощный продуктивный пласт, а перфорирована лишь небольшая часть эксплуатационной колонны, течение в непосредственной близости от ствола скважины будет сферическим. На удалении от ствола скважины характер течения будет в основном радиальным. Однако при короткой длительности исследований при переходном (нестационарном) режиме течение останется сферическим в течение всего периода исследований.

Для случая исследований с восстановлением давления скважины, расположенной на частично истощенном месторождении, Кулхэм (Culham, 1974) предложил следующее выражение:

$$p_i - p_{ws} = \frac{2453QB\mu}{k^{2.3}} \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right]$$

Из этого соотношения видно, что график $(p_i - p_{ws})$ от $[1/\sqrt{\Delta t} - 1/\sqrt{t_p + \Delta t}]$ в декартовой системе координат будет представлять собой прямую линию с наклоном m и проходящую через начало координат:

Для сферического течения:

$$m = \frac{2453QB\mu}{k^{2.3}}$$

Для полусферического течения:

$$m = \frac{1226QBV_0}{k^{2.3}},$$

где общий скин-фактор s рассчитывается по формуле:

$$s = 34,7 r_{cw} \sqrt{\frac{\Phi \mu c_1}{k}} \left[\frac{(P_{ws})_{\Delta t} - P_{wf \text{ при } \Delta t = 0}}{m} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \right] - 1.$$

Безразмерный параметр r_{cw} определяется соотношением:

Для сферического течения:

$$r_{cw} = \frac{h_p}{2 \ln(h_p / r_w)}.$$

Для полусферического течения:

$$r_{cw} = \frac{h_p}{\ln(2h_p / r_w)}.$$

где:

$(P_{ws})_{\Delta t}$ — давления в скважине в период бездействия в любой момент периода бездействия Δt , часы;

h_p — длина интервала перфорации, фут;

r_w — радиус ствола скважины, фут.

Важным фактором при определении скин-фактора в условиях неполного вскрытия является отношение горизонтальной проницаемости k_h к вертикальной проницаемости k_v , т. е. k_h/k_v . Если вертикальная проницаемость мала, скважина будет вести себя, как если бы толщина пласта h была равна толщине заканчивания h_p . При высокой вертикальной проницаемости неполное вскрытие будет влиять на дополнительное падение давления в призабойной зоне. Это дополнительное падение давления при обработке данных исследований скважины даст большое положительное значение скин-фактора или заниженный кажущийся радиус ствола скважины. Аналогично, создание лишь нескольких отверстий в эксплуатационной колонне также приведет к дополнительному нарушению проницаемости в призабойной зоне пласта. Сайдиковский (Saidikowski, 1979) показал, что общий скин-фактор s , рассчитанный по кривой восстановления давления, связан с истинным скин-фактором, вызванным нарушением проницаемости пласта s_d и скин-фактором, вызванным неполным вскрытием s_p , следующим соотношением:

$$s = \left(\frac{h}{h_p} \right) s_d + s_p.$$

Сайдиковский (Saidikowski) рассчитал скин-фактор, вызванный неполным вскрытием, из следующего выражения:

$$s_p = \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right) \left[\ln \left(\frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) - 2 \right],$$

где:

r_w — радиус ствола скважины, фут;

h_p — интервал перфорации, фут;

h — общая толщина, фут;

k_h — горизонтальная проницаемость, мД;

k_v — вертикальная проницаемость, мД.

1.5.3. Анализ данных, полученных на средней стадии исследования

Данные, полученные на средней стадии исследований, могут использоваться для идентификации характеристик пласта, ведущего себя как бесконечный. Поток в бесконечном пласте возникает после исчезновения внутренних граничных эффектов (например, эффекта заполнения ствола скважины, скин-эффекта и пр.) и до начала проявления внешних граничных эффектов. Грингартен (Gringarten) и др. (1979) предположили, что все режимы поведения пластов можно классифицировать для гомогенных и гетерогенных систем. Гомогенная система представляет собой единую пористую среду, характеризующуюся средними свойствами породы и описываемую с помощью обычной методики, применяемой для исследований скважин. Гетерогенные системы подразделяются на две следующие категории:

- 1) пласты с двойной пористостью;
- 2) многослойные пласты или пласты с двойной проницаемостью.

Ниже приведено краткое описание каждой из этих категорий.

Трещинные коллекторы (двойной пористости)

Трещинные коллекторы обычно характеризуются двумя значениями пористости: первичная пористость ϕ_p , соответствующая породе, и вторичная пористость ϕ_r , соответствующая трещинной системе. Как правило, искусственные трещины создаются гидравлическим способом при обработке скважины, а первичные трещины имеют естественное происхождение.

Модель двойной пористости предполагает наличие в одном пласте областей с двумя четко различимыми значениями пористости и проницаемости. Только одна из этих областей, «трещинная система», обладает проницаемостью k_r , достаточно высокой, чтобы обеспечивать приток флюида к скважине. Из породы приток в скважину не осуществляется, но она является источником флюида для трещинной системы. Очень важной характеристикой системы с двойной пористостью является механизм передачи флюида между двумя структурами с различными значениями пористости. Грингартен (Gringarten, 1984) представил всесторонний и превосходный анализ поведения

трещинных коллекторов и соответствующие методологии анализа данных испытания скважины.

Уоррен и Рут (Warren и Root, 1963) представили обширные теоретические изыскания по вопросу поведения трещинных пластов. Они предположили, что пластовый флюид из породы в псевдостационарном режиме вытекает в трещины, которые служат «каналами» для доставки флюида к стволу скважины. Каземи (Kazemi, 1969) предложил аналогичную модель, основным допущением которой было то, что течение между областями с различной пористостью осуществляется в переходном нестационарном режиме. Уоррен и Рут (Warren и Root) показали, что поведение систем с двойной пористостью, помимо проницаемости и скин-эффекта, описывается еще двумя характеристическими параметрами. Эти параметры следующие:

1) Безразмерный параметр ω , который определяет упругоэластичность трещин как отношение к общей упругоэластичности пласта в целом. Математически это записывается в виде:

$$\omega = \frac{(\phi h c_t)_t}{(\phi h c_t)_{t,m}} = \frac{(\phi h c_t)_t}{(\phi h c_t)_t + (\phi h c_t)_m}, \quad [1.5.8]$$

где:

ω — коэффициент упругоэластичности пласта;
 h — толщина;
 c_t — суммарная сжимаемость, пси⁻¹;
 ϕ — пористость.

Индексы t и m показывают отношение к трещинам и матричной породе, соответственно. Коэффициент упругоэластичности ω обычно изменяется в диапазоне от 0,1 до 0,001.

2) Второй параметр λ представляет собой внутрипоровый коэффициент расхода, который определяется способностью жидкости течь из матрицы в трещину и рассчитывается по следующей зависимости:

$$\lambda = \alpha \left(\frac{k_m}{k_t} \right) r_w^2, \quad [1.5.9]$$

где:

λ — внутрипоровый коэффициент расхода между областями с различной пористостью;
 k — проницаемость;
 r_w — радиус ствола скважины.

Коэффициент α представляет собой параметр формы массива и зависит от геометрии и характеристической формы системы матрица — трещины и имеет размерность, обратную размерности площади, которая определяется следующим выражением:

$$\alpha = \frac{A}{Vx},$$

где:

A — площадь поверхности массива породы, фут²;
 V — объем массива породы;
 x — характеристическая длина массива породы, фут.

В большинстве предложенных моделей предполагается, что система порода — трещины может иметь одну из следующих четырех геометрических форм:

а) Кубические массивы породы, разделенные трещинами и характеризующиеся коэффициентом λ :

$$\lambda = \frac{60}{l_m^2} \left(\frac{k_m}{k_t} \right) r_w^2,$$

где l_m — длина стороны массива.

б) Сферические массивы породы, разделенные трещинами и характеризующиеся коэффициентом λ :

$$\lambda = \frac{15}{r_m^2} \left(\frac{k_m}{k_t} \right) r_w^2,$$

где r_m — радиус сферы.

в) Массивы породы в виде горизонтальных пластов (прямоугольных плит), разделенные трещинами и характеризующиеся коэффициентом λ :

$$\lambda = \frac{12}{h_t^2} \left(\frac{k_m}{k_t} \right) r_w^2,$$

где h_t — толщина отдельной трещины или слоя с высокой проницаемостью.

г) Массивы породы в виде вертикальных цилиндров, разделенные трещинами и характеризующиеся коэффициентом λ :

$$\lambda = \frac{8}{r_m^2} \left(\frac{k_m}{k_t} \right) r_w^2,$$

где r_m — радиус каждого цилиндра.

В общем случае значение коэффициента расхода между областями с различной пористостью варьируется в диапазоне 10^{-3} — 10^{-6} . Синко и Саманьо (Cinco и Samaniego, 1981) выделили следующие предельные условия для расхода между областями с различной пористостью:

• Ограниченный расход между областями с различной пористостью, что соответствует высокому скин-эффекту между средой с наименьшей проницаемостью (породой) и средой с наивысшей проницаемостью (трещины) и с математической точки зрения эк-

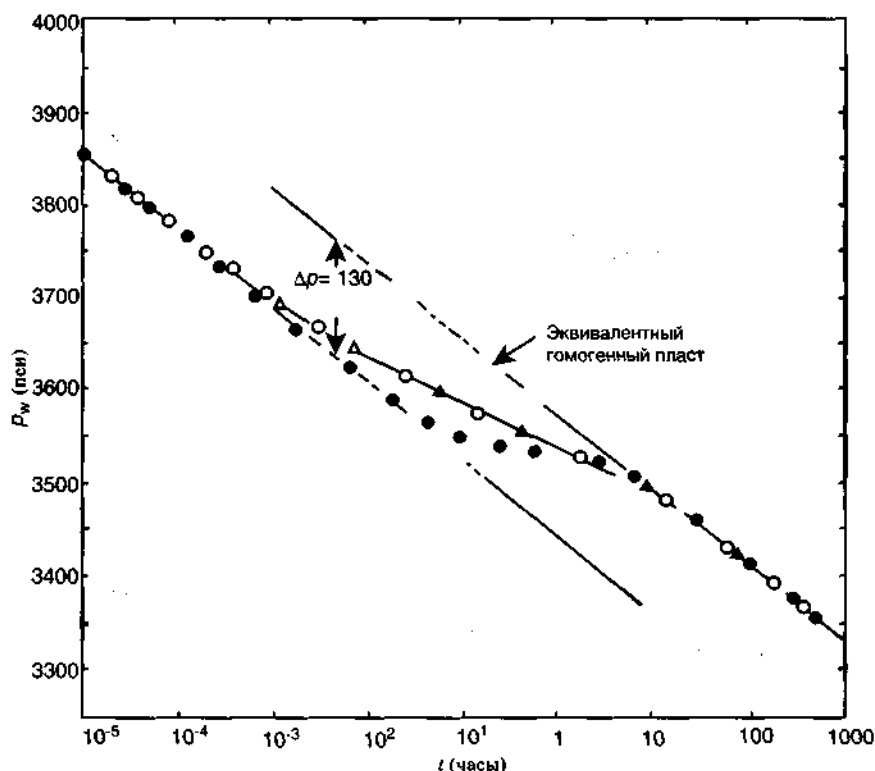


Рис. 1.61. График испытаний с падением давления в соответствии с моделью Уоррена и Рута
(©1969 SPE, Kazemi, SPEJ, декабрь 1969)

вивалентно решению для псевдостационарного состояния, т. е. модели Уоррена и Рута (Warren и Root).

- Неограниченный расход между областями с различной пористостью, что соответствует нулевому скин-эффекту между средами с наименьшей и с наивысшей проницаемостью и описывается решением для нестационарного (переходного) состояния.

Уоррен и Рут (Warren и Root) первыми предложили метод идентификации систем двойной пористости, показанный на полулогарифмическом графике исследований с падением давления, рис. 1.61.

Кривая характеризуется двумя параллельными прямыми линиями, соответствующими двум различным значениям пористости в пласте. Поскольку среда с вторичной пористостью (трещины) характеризуется более высокой проводимостью и связана со стволом скважины, реакция с нее поступает первой, что описывается первой прямой линией в полулогарифмических координатах. Среда с первичной пористостью (порода) обладает значительно более низкой проводимостью, и ответная реак-

ция с нее поступает намного позже. В целом наличие сред с двумя различными пористостями приводит к образованию второй прямой в полулогарифмических координатах. Две прямые разделены переходным периодом, в течение которого происходит стабилизация давления.

Первая прямая линия соответствует переходному нестационарному радиальному течению через трещины и поэтому по ее наклону (угловому коэффициенту) можно определить произведение проницаемости на толщину системы. Однако поскольку емкость трещины мала, флюид в них быстро заканчивается, что приводит к быстрому падению суммарного давления в трещинах. Это падение давления в трещинах способствует более интенсивному притоку флюидов из породы в трещины, что замедляет падение давления (как показано на рис. 1.61 на переходном участке). По мере выравнивания давления в породе и в трещинах оно стабилизируется в обеих системах и формирует вторую прямую в полулогарифмических координатах. Следует отметить, что первая прямая в полулогарифмических координатах может не идентифицироваться явно из-за искажений, вносимых эффектом заполнения

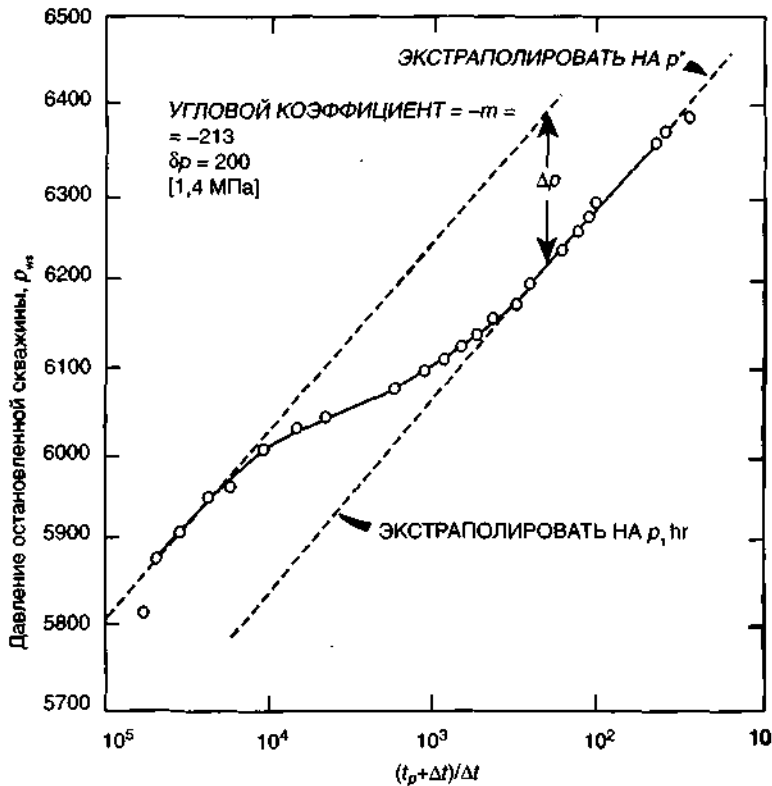


Рис. 1.62. Кривая нарастания давления для трещинного коллектора (по данным: Warren и Root, 1963)

ствола скважины. Поэтому на практике удается получить только параметры k, h , характеризующие гомогенное поведение *всей системы*.

На рис. 1.62 показаны данные исследований с нарастанием давления для трещинных коллекторов. Как и в исследованиях с падением давления, эффекты заполнения ствола скважины могут скрывать первую прямую в полулогарифмических координатах. Если различимы обе прямые в полулогарифмических координатах, анализ суммарного произведения проницаемости на толщину рассчитывается по угловому коэффициенту m любой из прямых линий по формуле 1.3.8:

$$(k, h) = \frac{162,6 Q B \mu}{m}$$

Значения скин-фактора s и ложного давления p^* рассчитываются по *второй прямой линии*. Уоррен и Рут (Warren и Root) показали, что коэффициент упругоэластичности пласта ω можно определить с помощью вертикального смещения между двумя прямыми линиями,

которое на рис. 1.61 и 1.62 обозначено через Δp , по следующим формулам.

$$\omega = 10^{(-\Delta p / m)} \quad [1.5.10]$$

Бурде и Грингартен (Bourdet и Gringarten, 1980) показали, что, проведя горизонтальную линию через *середину* переходной кривой, пересекающую обе прямые в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 1.61 и 1.62, можно определить коэффициент расхода между областями с различной пористостью λ , считав соответствующее время на *пересечении* с одной из двух прямых линий, например t_1 или t_2 , и применив следующее соотношение:

В исследованиях с падением давления:

$$\lambda = \left[\frac{\omega}{1 - \omega} \right] \left[\frac{(\phi h c_1)_m \mu r_w^2}{1,781 k_1 t_1} \right] = \left[\frac{1}{1 - \omega} \right] \left[\frac{(\phi h c_1)_m \mu r_w^2}{1,781 k_2 t_2} \right] \quad [1.5.11]$$

В исследованиях с нарастанием давления:

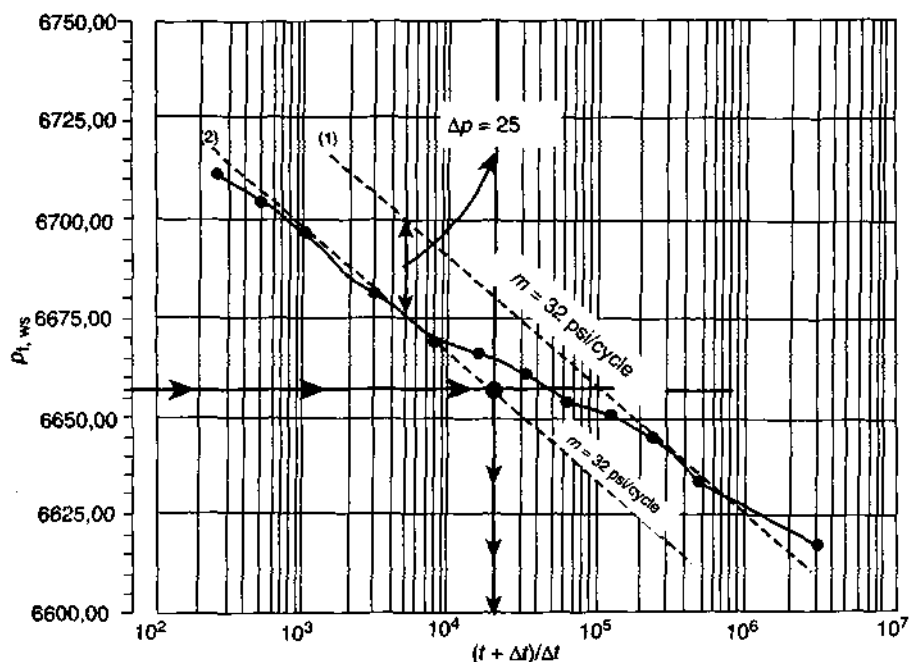


Рис. 1.63. График данных испытания с нарастанием давления в полулогарифмических координатах (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин) 1991, Gulf Publishing Company)

$$\lambda = \left[\frac{\omega}{1-\omega} \right] \left[\frac{(\phi h c)_m \mu r_w^2}{1,781 k_f t_p} \right] \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right),$$

или:

$$\lambda = \left[\frac{1}{1-\omega} \right] \left[\frac{(\phi h c)_m \mu r_w^2}{1,781 k_f t_p} \right] \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right), \quad [1.5.12]$$

где:

- k_f — проницаемость разрывов, мД;
- t_p — продолжительность добычи перед закрытием, часы;
- r_w — радиус ствола скважины, фут;
- μ — вязкость, сП.

Индексы 1 и 2 (например, t_p) относятся к значениям времени в точках пересечения первой и второй линий с горизонтальной прямой, проведенной через середину переходного участка кривой данных, полученных во время исследований с падением или нарастанием давления.

Из вышеприведенного соотношения видно, что λ не зависит от значения ω . Поскольку ω представляет собой отношение объемов тре-

щин и матрицы, определенное через коэффициент общей изотермической сжимаемости, а также пористость трещин и матрицы по формуле 1.5.8, получим:

$$\omega = \frac{1}{1 + \left[\frac{(\phi h)_m (c_e)_m}{(\phi h)_f (c_e)_f} \right]}.$$

Это позволяет предположить, что ω также зависит от свойств PVT (давление — объем — температура) флюида. Также возможна ситуация, при которой давление нефти, содержащейся в трещинах, ниже давления насыщения, а давление нефти, содержащейся в матрице, выше давления насыщения. То есть ω зависит от давления и, следовательно, λ больше 10, поэтому уровень гетерогенности недостаточен для возникновения существенно го эффекта двойной пористости, значит, такой пласт можно рассматривать как пласт с одним значением пористости.

Пример 1.34. Данные исследований восстановления давления, полученные Наджурнета (Najurieta, 1980) и Сабета (Sabet, 1991), для пласта с двойной пористостью, представлены в таблице ниже:

Δt (часы)	P_{ws} (пси)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$
0,003	6617	31 000 000
0,017	6632	516 668
0,033	6644	358 334
0,067	6650	129 168
0,133	6654	64 544
0,267	6661	32 293
0,533	6666	16 147
1,067	6669	8074
2,133	6678	4038
4,267	6685	2019
8,533	6697	1010
17,067	6704	506
34,133	6712	253

Также дополнительно известны следующие свойства пласта и флюида:

$p_i = 6789,5$ пси; $P_{wf} \text{ при } \Delta t \rightarrow 0 = 6352$ пси;
 $Q_o = 2554$ ст. барр./сут.; $B_o = 2,3$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o = 1$ сП; $t_p = 8611$ часов;
 $r_w = 0,375$ фут; $c_i = 8,17 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$; $\phi_m = 0,21$;
 $k_m = 0,1$ мД; $h_m = 17$ фут.

Требуется рассчитать ω и λ .

Решение.

Шаг 1. Построим график p_{ws} от $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ в полулогарифмических координатах, как показано на рисунке 1.63.

Шаг 2. На рис. 1.63 показаны две параллельные линии в полулогарифмических координатах с наклоном $m = 32$ пси/цикл [220 кПа/цикл].

Шаг 3. Рассчитаем (k/h) по наклону m :

$$(k/h) = \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{m} = \frac{162,6 (2556)(2,3)(1,0)}{32} = 29848,3 \text{ мД-фут};$$

и:

$$k_i = \frac{29848,3}{17} = 1756 \text{ мД}.$$

Шаг 4. Определим расстояние по вертикали Δr между двумя прямыми:

$$\Delta r = 25 \text{ пси [172 кПа]}.$$

Шаг 5. Рассчитаем коэффициент упругости пласта ω по формуле 1.5.10:

$$\omega = 10^{-(\Delta r/m)} = 10^{-(25/32)} = 0,165.$$

Шаг 6. Проведем горизонтальную прямую через середину переходного участка до пересечения с двумя прямыми линиями в полулогарифмических координатах. Определим время, соответствующее точке пересечения со второй кривой, т. е.:

числения с двумя прямыми линиями в полулогарифмических координатах. Определим время, соответствующее точке пересечения со второй кривой, т. е.:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_2 = 20\,000.$$

Шаг 7. Рассчитаем λ по уравнению 1.5.12:

$$\begin{aligned} \lambda &= \left[\frac{1}{1-\omega} \right] \left[\frac{(\phi h c_i)_m \mu r_w^2}{1,781 k_i t_p} \right] \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_2 = \\ &= \left[\frac{1}{1-0,165} \right] \times \\ &\times \left[\frac{(0,21)(17)(8,17 \times 10^{-6})(1)(0,375)^2}{1,781(1756)(8611)} \right] (20\,000) = \\ &= 3,64 \times 10^{-9}. \end{aligned}$$

Следует отметить, что характер изменения давления в трещинном коллекторе идентичен характеру изменения давления в многослойном пласте, в котором отсутствует переток. В реальных условиях в любой пластовой системе с двумя преобладающими типами породы динамика нарастания давления идентична показанной на рис. 1.62.

Грингартен (Gringarten, 1987) показал, что наличие или отсутствие двух прямых на полулогарифмическом графике определяется состоянием скважины и продолжительностью исследований.

Он сделал вывод, что полулогарифмический график не является эффективным и достаточным инструментом для идентификации эффекта двойной пористости. На двойном логарифмическом графике, доказанном на рис. 1.62, эффект двойной пористости дает S-образную кривую. Начальный участок кривой соответствует гомогенному поведению, вызванному истощением среды с наибольшей проницаемостью, т. е. трещин. Далее следует переходный период, характеризующийся потоком между областями с различной пористостью. И, наконец, последний участок отражает гомогенное поведение обеих сред, когда процесс поступления флюида из среды с наименьшей проницаемостью (породы) полностью установился, а давление выровнялось. Двойной логарифмический график обладает существенными преимуществами по сравнению с полулогарифмическим графиком с точки зрения идентификации эффекта двойной пористости. Однако при обработке скважины с существенно нарушенной призабойной областью S-образную кривую бывает сложно определить, и в этом случае поведение скважины можно ошибочно посчитать гомогенным.

Кроме того, стандартную S-образную кривую можно получить для скважины с областями дренирования неправильной формы.

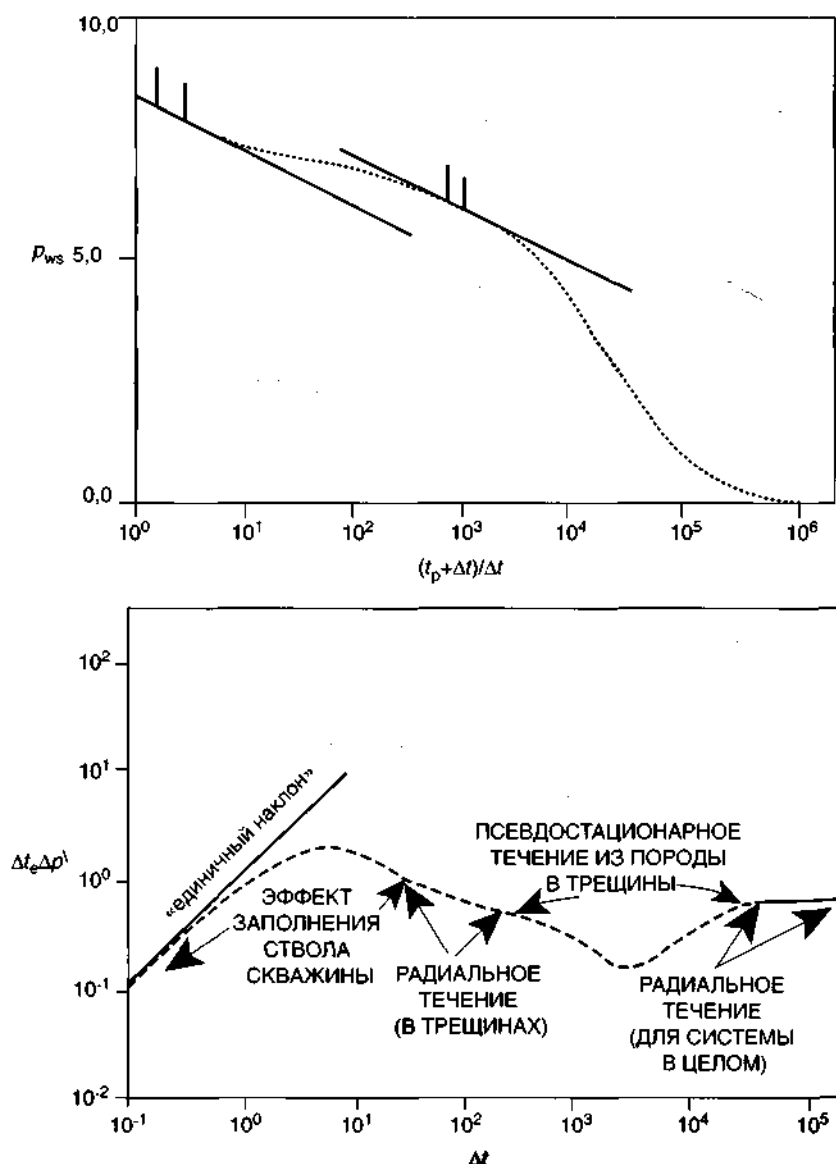


Рис. 1.64. Эффект двойной пористости проявляется на графике в полулогарифмических координатах в форме двух прямых линий и на графике производных в виде минимума

По всей видимости, наиболее эффективным средством идентификации систем с двойной пористостью является использование графика производной давления. Он позволяет однозначно идентифицировать пласт при условии надлежащего качества данных давления и, что еще более важно, использования точной мето-

дологии при расчете производных давления. Как обсуждалось выше, обработка включает построение двойного логарифмического графика производной давления по времени от периода исследований. На рис. 1.64 показан комбинационный двойной логарифмический график давления и производной давления от времени

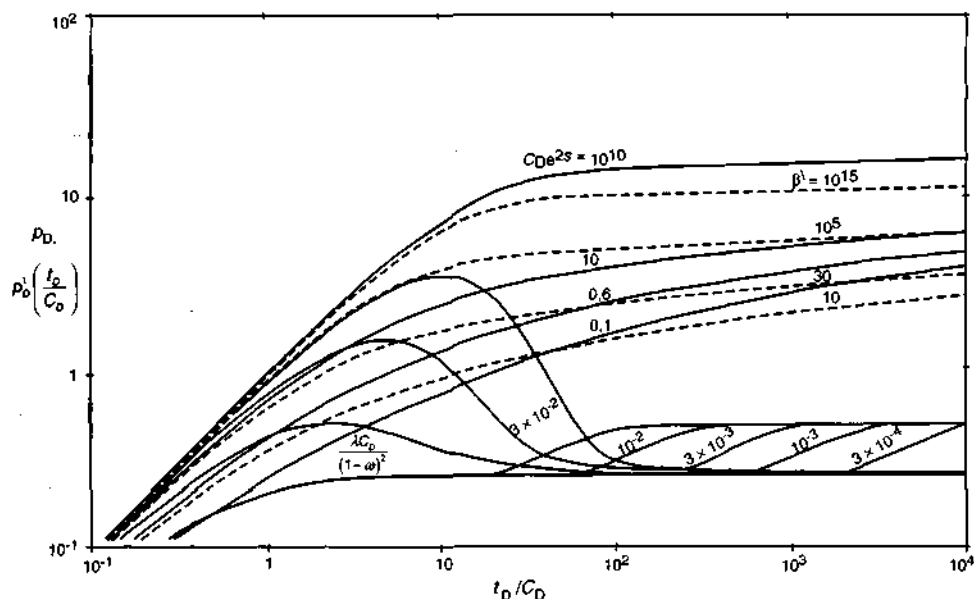


Рис. 1.66. Совпадающая типовая кривая (©1984 World Oil, Bourdet и соавт., апрель 1984)

ле 1.5.4 для испытаний с падением давления и по формуле 1.5.5 для исследований с нарастанием давления в логарифмических координатах того же размера и масштаба, что и типовые кривые. Ниже перечислены управляющие переменные для каждого из двух семейств типовых кривых.

Первое семейство типовых кривых. Псевдостационарное течение между структурами с различной пористостью. Фактическое изменение давления, т. е. разность давлений Δp , описывается следующими трехкомпонентными кривыми:

- 1) На начальных стадиях процесса поток поступает из трещин (среда с наибольшей проницаемостью), и фактический график разности давлений, т. е. кривая Δp , соответствует одной из кривых для гомогенных условий, которая обозначена $(C_D e^{2\sigma})$ с указанием соответствующего значения $(C_D e^{2\sigma})$, относящегося к трещинному течению. Этот параметр обозначается $[(C_D e^{2\sigma})]_{M'}$.
- 2) По мере того, как измеряемая разность давлений достигает переходного режима, график Δp отклоняется от кривой $C_D e^{2\sigma}$ и принимает форму одной из переходных кривых, которая описывает этот режим выражением $\lambda e^{-2\sigma}$ и обозначается как $[\lambda e^{-2\sigma}]_{M'}$.
- 3) И наконец, измеряемая разность давлений расходится с переходной кривой и совпадает с новой кривой $C_D e^{2\sigma}$, которая располагается под первой кривой и соответствует значе-

нию $(C_D e^{2\sigma})_{f-m}$, которое описывает поведение системы в целом, т. е. породы и трещин. Этот параметр обозначается $[(C_D e^{2\sigma})]_{f-m}$.

На графиках производной давления коэффициент упругости пласта ω определяет форму кривой производной для переходного режима, который описывается как «понижение» или «минимум». Продолжительность и глубина понижения связаны со значением ω : при малом ω наблюдается длительный переходный период, соответственно, характеризующийся глубоким понижением. Вторым параметром, определяющим положение оси времени для переходного режима, является коэффициент расхода между областями с различной пористостью λ . При уменьшении значения λ понижение на графике смещается вправо.

Как показано на рис. 1.65, графики производных давления совмещаются с четырехкомпонентными кривыми:

- 1) Кривая производной соответствует кривой трещинного течения $[(C_D e^{2\sigma})]_{M'}$.
- 2) Кривая производной достигает начала переходного участка, представленного понижением и описываемого кривой начала переходного периода $[\lambda(C_D)_{f-m}/\omega/(1-\omega)]_{M'}$.
- 3) Затем кривая производной давления совпадает с кривой завершения переходного периода, обозначенной $[\lambda(C_D)_{f-m}/(1-\omega)]_{M'}$.
- 4) Поведение системы в целом достигает горизонтальной линии на уровне 0,5.

Второе семейство типовых кривых: переходный нестационарный режим течения между структурами с различной пористостью. Как установлено Бурде и Грингартеном (Bourdet et Gringarten, 1980) и описано Бурде и др. (1984), чтобы использовать метод производной давления, данное семейство типовых кривых было построено таким же образом, как кривые для псевдостационарного течения между структурами с различной пористостью. Как показано на рис. 1.66, характер изменения давления определяется трехкомпонентными кривыми, $(C_D e^{2s})_{f-m}$, β и $(C_D e^{2s})_{f-m}$. Авторы определили β как безразмерное выражение для течения между структурами с различной пористостью, которое вычисляется по формуле:

$$\beta = \delta \left[\frac{(C_D e^{2s})_{f-m}}{\lambda^{1-2s}} \right],$$

где параметр δ — коэффициент формы, принимающий одно из следующих значений:

$\delta = 1,0508$ для сферических массивов породы;
 $\delta = 1,8914$ для прямоугольных плит.

Поскольку первый режим трещинного течения в моделях переходного потока между структурами с различной пористостью очень скоротечен, кривые $(C_D e^{2s})$, на практике не видны и поэтому не включаются в кривые производных. Кривые производных для структур с двойной пористостью начинаются с переходной кривой β , затем характеризуются кривой завершения переходного периода $\lambda(C_D)_{f-m}/(1-\omega)^2$, а затем достигают горизонтальной линии на уровне 0,5.

Бурде (1985) показал, что кривые производных давления для режима переходного течения, построенные на основе двух моделей двойной пористости, существенно различаются. В решении для переходного режима течения между структурами с различной пористостью переход начинается на ранней стадии и не понижается до слишком низкого уровня. В решении для псевдостационарного режима течения между структурами с различной пористостью переход начинается позже, а форма понижения выражена намного сильнее. При использовании модели псевдостационарного режима течения из породы в трещины *отсутствует нижний предел глубины понижения*, тогда как в модели переходного режима течения между структурами с различной пористостью глубина понижения не превышает 0,25.

В целом процедуру совмещения и расчет параметров пласта применительно к типовой кривой, представленной на рис. 1.66, можно свести к следующим шагам.

Шаг 1. С помощью фактических данных испытания скважины рассчитаем функции разности давлений Δp и производной давления по формуле 1.5.4 для исследований с падением давления и по формуле 1.5.5 для исследований

с нарастанием давления. В исследованиях с падением давления:

Разность давлений: $\Delta p = p_i - p_{wf}$

Функция производной: $t \Delta p' = -t \left(\frac{d(\Delta p)}{dt} \right)$.

В исследованиях с нарастанием давления:

Разность давлений: $\Delta p = p_{ws} - p_{wf}$ при $\Delta t = 0^+$

Функция производной:

$$\Delta t, \Delta p' = \Delta t \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \left[\frac{d(\Delta p)}{d(\Delta t)} \right].$$

Шаг 2. На кальке с логарифмическими координатами того же размера, что и на рис. 1.66, построим график данных, полученных в шаге 1, как функцию времени добегания возмущения до границы пласта t для исследований с падением давления или эквивалентного времени Δt для исследований с нарастанием давления.

Шаг 3. Наложим два графика реальных данных, т. е. график разности давлений Δp и график производной функции, на типовые кривые, представленные на рис. 1.65 или 1.66, и выполним одновременное совмещение этих двух графиков с типовыми кривыми Бурде-Грингартена. Найдем совпадающую кривую производной $[\lambda(C_D)_{f-m}/(1-\omega)]_M$.

Шаг 4. Выберем любую точку и определим ее координаты по обоим рисункам:

$$(\Delta p, p_o)_{MP} \text{ и } (t \text{ или } \Delta t, t_D/C_D)_{MP}.$$

Шаг 5. Сохранив кривые совмещенными, считаем значения для кривых, обозначенных $(C_D e^{2s})$, которые совпадают с начальным сегментом кривой $[(C_D e^{2s})_f]_M$ и последним сегментом $[(C_D e^{2s})_{f-m}]_M$ кривой данных.

Шаг 6. Рассчитаем параметры скважины и пласта по следующим соотношениям:

$$\omega = \frac{[(C_D e^{2s})_{f-m}]_M}{[(C_D e^{2s})_f]_M}; \quad (1.5.13)$$

$$k_f h = 141,2 Q B \mu \left(\frac{p_h}{\Delta p} \right)_{MP} \text{ мД-фут}; \quad (1.5.14)$$

$$C = \left[\frac{0,000295 k_f h}{\mu} \right] \frac{(\Delta t)_{MP}}{(C_D/C_D)_{MP}}; \quad (1.5.15)$$

$$(C_D)_{f-m} = \frac{0,8926 C}{\phi c_f h r_w^2}; \quad (1.5.16)$$

$$s = 0,5 \ln \left[\frac{[(C_D e^{2s})_{f-m}]_M}{(C_D)_{f-m}} \right]; \quad (1.5.17)$$

$$\lambda = \left[\frac{\lambda(C_D)_{f-m}}{(1-\omega)^2} \right]_M \frac{(1-\omega)^2}{(C_D)_{f-m}}. \quad (1.5.18)$$

Таблица 1.8. Данные испытания с нарастанием давления, трещинный коллектор (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

Δt (часы)	Δp_{ws} (пси)	$t_p + \Delta t$ Δt	Наклон (пси/ час)	$\Delta p \frac{t_p + \Delta t}{t_p}$ (пси)
0.00000E+00	0,000		3180,10	
3,48888E-03	11,095	14 547,22	1727,63	8,56
9,04446E-03	20,693	5612,17	847,26	11,65
1,46000E-02	25,400	3477,03	486,90	9,74
2,01555E-02	28,105	2 518,92	337,14	8,31
2,57111E-02	29,978	1974,86	257,22	7,64
3,12666E-02	31,407	1624,14	196,56	7,10
3,68222E-02	32,499	1379,24	159,66	6,56
4,23777E-02	33,386	1198,56	127,80	6,10
4,79333E-02	34,096	1059,76	107,28	5,64
5,90444E-02	35,288	860,52	83,25	5,63
7,01555E-02	36,213	724,39	69,48	5,36
8,12666E-02	36,985	625,49	65,97	5,51
9,23777E-02	37,718	550,38	55,07	5,60
0,10349	38,330	491,39	48,83	5,39
0,12571	39,415	404,71	43,65	5,83
0,14793	40,385	344,07	37,16	5,99
0,17016	41,211	299,25	34,38	6,11
0,19238	41,975	264,80	29,93	6,21
0,21460	42,640	237,49	28,85	6,33
0,23682	43,281	215,30	30,96	7,12
0,25904	43,969	196,92	25,78	7,39
0,28127	44,542	181,43	24,44	7,10
0,30349	45,085	168,22	25,79	7,67
0,32571	45,658	156,81	20,63	7,61
0,38127	46,804	134,11	18,58	7,53
0,43682	47,836	117,18	17,19	7,88
0,49238	48,791	104,07	16,36	8,34
0,54793	49,700	93,62	15,14	8,72
0,60349	50,541	85,09	12,50	8,44
0,66460	51,305	77,36	12,68	8,48
0,71460	51,939	72,02	11,70	8,83
0,77015	52,589	66,90	11,14	8,93
0,82571	53,208	62,46	10,58	9,11
0,88127	53,796	58,59	10,87	9,62
0,93682	54,400	55,17	8,53	9,26
0,99238	54,874	52,14	10,32	9,54
1,04790	55,447	49,43	7,70	9,64
1,10350	55,875	46,99	8,73	9,26
1,21460	56,845	42,78	7,57	10,14
1,32570	57,686	39,28	5,91	9,17
1,43680	58,343	36,32	6,40	9,10

Δt (часы)	Δp_{ws} (пси)	$t_p + \Delta t$ Δt	Наклон (пси/ час)	$\Delta p \frac{t_p + \Delta t}{t_p}$ (пси)
1,54790	59,054	33,79	6,05	9,93
1,65900	59,726	31,59	5,57	9,95
1,77020	60,345	29,67	5,44	10,08
1,88130	60,949	27,98	4,74	9,93
1,99240	61,476	26,47	4,67	9,75
2,10350	61,995	25,13	4,34	9,87
2,21460	62,477	23,92	3,99	9,62
2,43680	63,363	21,83	3,68	9,79
2,69240	64,303	19,85	3,06*	9,55*
2,91460	64,983	18,41	3,16	9,59
3,13680	65,686	17,18	2,44	9,34
3,35900	66,229	16,11	19,72	39,68

* (64,993 - 64,303)/(2,9146 - 2,69240) = 3,08.

* [(3,68 + 3,06)/2] × 19,85 × 2,69240²/50,75 = 9,55.

По данным Бурде и др. (1984).

Выбор наилучшей модели между псевдостационарным и переходным нестационарным режимами течения между структурами с различной плотностью обычно осуществляется по простому критерию: в модели псевдостационарного течения понижение производной на переходном участке является функцией продолжительности переходного периода. При продолжительных переходных режимах, соответствующих малым значениям ω , производные могут принимать значения, существенно меньшие 0,25, которые являются предельным уровнем для режима переходного течения.

Ниже проиллюстрировано использование типовых кривых производных давления на примере данных испытаний с нарастанием давления, полученных Бурде (Bourdet) и др. и представленных в удобной для применения форме Сабета (Sabet, 1991).

Пример 1.35. В табл. 1.8 приведены значения производной давления, полученные при исследованиях скважины с нарастанием давления, расположенной в трещинном коллекторе. Также даны следующие характеристики течения и пласта:

$Q=960$ ст. барр./сут.; $B_o=1,28$ пл. барр./ст. барр.; $c_i=1 \times 10^{-5}$ пси⁻¹; $\phi=0,007$;

$\mu=1$ сП; $r_w=0,29$ фут; $h=36$ фут.

Известно, что скважина эксплуатировалась с дебитом 2952 ст. барр./сут. в течение 1,33 часа, затем была закрыта на 0,31 часа, затем снова открыта и эксплуатировалась с тем же дебитом в течение 5,05 часов, затем закрыта на 0,39 часа, открыта и эксплуатировалась с дебитом 960 ст. барр./сут. в течение 31,13 часа, и, наконец, закрыта для проведения исследований с нарастанием давления.

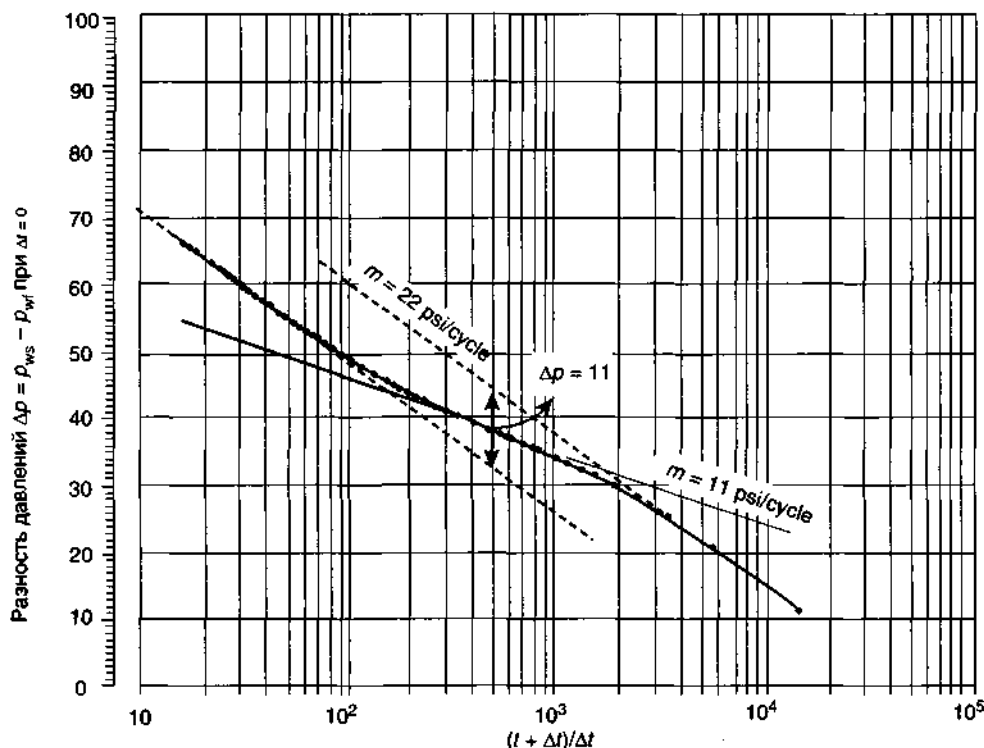


Рис. 1.67. График Хорнера, данные взяты из табл. 1.8 (по данным: Sabel, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

Требуется выполнить анализ данных исследований с нарастанием давления и определить параметры скважины и пласта на основе модели переходного течения между структурами с различными значениями пористости.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем время добегания возмущения t_p :

Общий объем добычи нефти $N_p =$

$$= \frac{2952}{4} [1,33 + 5,05] + \frac{960}{24} 31,13 = 2030 \text{ STB.}$$

$$t_p = \frac{(24)(2030)}{960} = 50,75 \text{ часов.}$$

Шаг 2. Проверим поведение системы с двойной пористостью, построив график Хорнера, как показано на рис. 1.67. График представляет собой две параллельные прямые линии, что подтверждает наличие системы с двойной пористостью.

Шаг 3. С помощью сетки, идентичной сетке на рис. 1.66, построим график полученных данных производных давления от времени восстановления давления, как показано на рис.

1.68(а), и график Δp_{wf} от времени, как показано на рис. 1.68 (б). Линия под углом свидетельствует, что эффект заполнения ствола скважины лишь незначительно повлиял на результаты исследований.

Шаг 4. Наложим графики разности давлений и производной давления на типовые кривые переходного нестационарного режима течения между структурами с различной пористостью, как показано на рис. 1.69, и, выбрав совпадающую кривую, получим следующие параметры:

$$\left[\frac{p_D}{\Delta p} \right]_{MP} = 0,053;$$

$$\left[\frac{t_p / C_D}{\Delta t} \right]_{MP} = 270;$$

$$\left[\frac{\lambda(C_D)_{f,m}}{(1-\omega)^2} \right]_M = 0,03;$$

$$\left[(C_D e^{2\omega})_f \right]_M = 33,4;$$

$$\left[(C_D e^{2\omega})_{f,m} \right]_M = 0,6.$$

Шаг 5. Рассчитав параметры скважины и пласта по формулам 1.5.13—1.5.18, получим:

$$\omega = \frac{[(C_D e^{2s})_{i,m}]_M}{[(C_D e^{2s})_i]_M} = \frac{0,6}{33,4} = 0,018.$$

Каземи (Kazemi, 1969) показал, что если две параллельные наклонные прямые Δp отстоят друг от друга по вертикали менее чем на 100 пси [700 кПа], расчет ω по формуле 1.5.10 даст значительную ошибку. Из рис. 1.67 видно, что Δp составляет примерно 11 пси [75,8 кПа]:

$$\omega = 10^{-(\Delta p_{\text{пси}})} = 10^{-(11/22)} = 0,316.$$

Также:

$$k_f h = 141,2 Q B \mu \left(\frac{P_D}{\Delta p} \right)_{MP} = 141,2 (960)(1)(1,28)(0,053) = 9196 \text{ мД-фут.}$$

$$C = \left[\frac{0,000295 k_f h}{\mu} \right] \left(\frac{\Delta t}{C_D} \right)_{MP} = \frac{(0,000295)(9196)}{(1,0)(270)} = 0,01$$

$$(C_D)_{i,m} = \frac{0,8926 C}{\varphi_c h r_w^2} = \frac{(0,8936)(0,01)}{(0,07)(1 \times 10^{-3})(3690,29)^2} = 4216.$$

$$s = 0,5 \ln \left[\frac{[(C_D e^{2s})_{i,m}]_M}{(C_D)_{i,m}} \right] = 0,5 \ln \left[\frac{0,6}{4216} \right] = -4,4.$$

$$\lambda = \left[\frac{\lambda(C_D)_{i,m}}{(1-\omega)^2} \right]_M \frac{(1-\omega)^2}{(C_D)_{i,m}} = (0,03) \left[\frac{(1-0,018)^2}{4216} \right] = 6,86 \times 10^{-6}.$$

Многослойные пласты

Характер изменения давления в многослойном пласте, в котором отсутствуют перетоки и обмен флюидами происходит только внутри скважины, существенно отличается от поведения давления в однослойном пласте. Многослойные пласты можно разделить на следующие три категории:

- 1) Многослойные пласты с перетоками, в которых обмен флюидами происходит как в скважине, так и между пропластками внутри многослойного пласта.
- 2) Пласты с совместно эксплуатируемыми пропластками, в которых обмен флюидами происходит только в скважине. Пропластки разделены полностью непроницаемыми барьерами.

3) Составной пласт состоит из совместно эксплуатируемых зон, при этом некоторые зоны состоят из пропластков с перетоками. Каждый пропласток с перетоком при исследованиях ведет себя как гомогенный изотропный пласт, однако составной пласт в целом ведет себя в точности как пласт с совместно эксплуатируемыми слоями.

Некоторые многослойные пласты ведут себя как пласты с двойной пористостью, хотя в действительности они таковыми не являются. Пласты, состоящие из перемежающихся пропластков с очень низкой проницаемостью и относительно тонких слоев с высокой проницаемостью, при исследованиях скважины могут вести себя точно так же, как трещинные коллекторы, и в этом случае к их описанию можно применить интерпретационные модели, разработанные для систем с двойной пористостью. Задачей исследований является определить скин-фактор, проницаемость и среднее давление, независимо от того, поступает ли в скважину флюид из системы с совместно эксплуатируемыми пропластками, системы с перетоками или составной системы.

Данные давления, полученные для многослойных систем с перетоками во время исследования скважин, аналогичны данным для гомогенных систем, поэтому для их анализа применимы обычные методики построения графиков в логарифмических и полулогарифмических координатах. Результаты исследования скважин следует интерпретировать как арифметические произведения общей проницаемости на толщину и также пористости на сжимаемость и на толщину:

$$(kh)_i = \sum_{i=1}^{n \text{ layers}} (kh)_i;$$

$$(\varphi_c h)_i = \sum_{i=1}^{n \text{ layers}} (\varphi_c h)_i.$$

Каземи и Сет (Kazemi и Seth, 1969) предположили, что если по данным исследований известно произведение общей проницаемости на толщину $(kh)_i$, проницаемость отдельного слоя k_i можно выразить через дебит из i -го слоя q_i и суммарный дебит q , по следующей формуле:

$$k_i = \frac{q_i}{q} \left[\frac{(kh)_i}{h_i} \right].$$

Характер нарастания давления в двухслойной системе с совместно эксплуатируемыми слоями без перетоков схематично показан на рис. 1.70. Прямая линия АВ, соответствующая данным, полученным на начальной стадии, позволяет получить среднюю гидропроницаемость $(kh)_i$ пластовой системы. Плоский участок ВС, аналогичный однослойной системе, достигшей статического состояния, показывает, что дав-

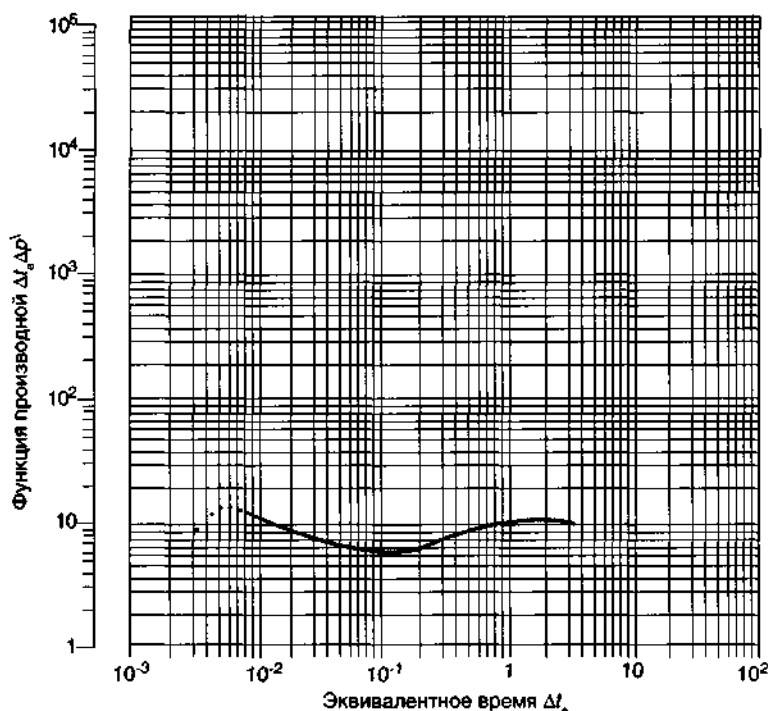


Рис. 1.68(а). Функция производной

ление в зоне с наибольшей проницаемостью уже дошло до среднего значения. Участок CD соответствует восстановлению давления в слое с наибольшей проницаемостью за счет перетока из слоя с наименьшей проницаемостью и с повышением давления на последней стадии DE при стабилизации среднего давления. Учтите, что давление в некоторых случаях нарастает идентично повышению давления в трещинных коллекторах.

Сабе (Sabat, 1991) показал, что для системы с совместно эксплуатируемыми пропластками в режиме псевдостационарного течения дебит в любом слое q_i можно приблизительно рассчитать из общего дебита и емкости пропластка os_i по формуле:

$$q_i = q \cdot \left[\frac{(os_i, h_i)}{\sum_{j=1}^n (os_j, h_j)} \right].$$

1.5.4. Пласты, подвергнутые гидроразрыву

Разрыв определяется как единая трещина, начинающаяся от ствола скважины и созданная гидравлическим разрывом. Следует отметить, что разрыв является искусственной трещиной и отличается от естественных «трещин», под

последними понимают разрывы естественного происхождения. Гидроразрывы обычно располагаются вертикально, но в пластах на глубине более 3000 фут [914 м] могут быть и горизонтальными. Вертикальные разрывы или искусственные трещины характеризуются следующими свойствами:

- половинная длина разрыва x_r , фут;
- безразмерный радиус $r_{w,r}$, где $r_{w,r} = r_w/x_r$;
- высота разрыва h_r , которую часто принимают равной толщине пласта, фут;
- проницаемость разрыва k_r , мД;
- ширина разрыва w_r , фут;
- гидропроводность разрыва F_c , где $F_c = k_r w_r$.

Обработка данных исследований скважины, подвергнутой гидроразрыву, ставит своей целью определение переменных скважины и пласта, которые могут влиять на производительность скважины в будущем. Однако на практике поведение скважин, подвергнутых гидроразрыву, оказывается намного сложнее. Для разрыва, пересекаемого скважиной, неизвестна геометрическая форма, т. е. x_r , w_r и h_r , а также его гидропроводность.

Грингартен (Gringarten) и др. (1974), Сянко и Саманьо (Cinco и Samaniego, 1981), а так-

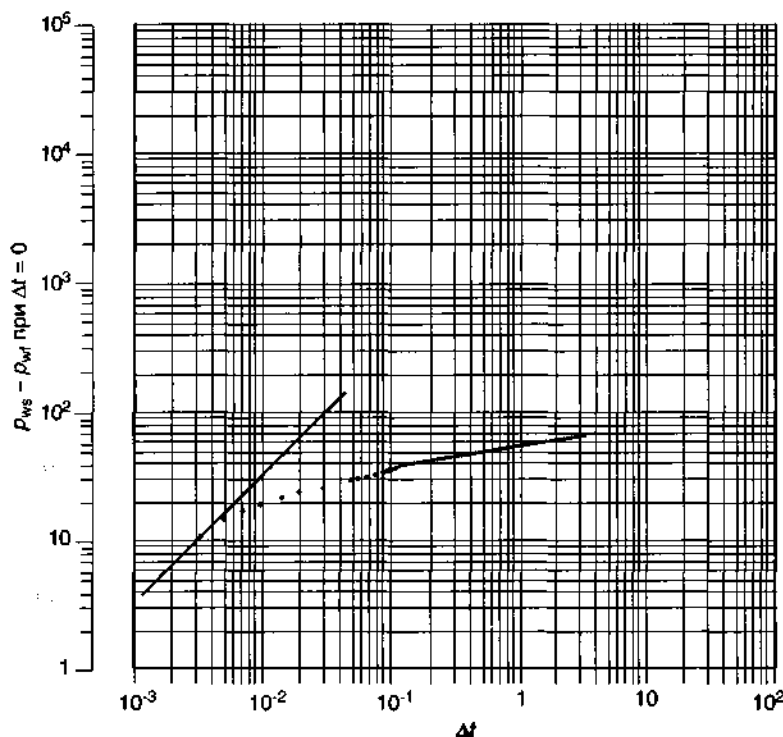


Рис. 1.68(б). Двойной логарифмический график Δp от Δt , (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин) 1991, Gulf Publishing Company)

же ряд других исследователей предложили три модели переходного течения, применимые к обработке данных изменения давления в переходном режиме для скважин в пластах, подвергнутых вертикальному гидроразрыву. Эти модели следующие:

- 1) вертикальные разрывы с бесконечной гидропроводностью;
- 2) вертикальные разрывы с конечной гидропроводностью;
- 3) разрывы с равномерным притоком.

Ниже приводится описание перечисленных выше трех типов разрывов.

Вертикальные разрывы с бесконечной гидропроводностью

Эти разрывы создаются с помощью обычных гидравлических технологий и характеризуются очень высокой гидропроводностью, которую для всех практических применений можно считать бесконечной. В этом случае разрыв работает аналогично трубе большого диаметра с бесконечной проницаемостью, поэтому на всей длине разрыва, от ствола скважины до его конца, падение давления практически отсутствует.

В этой модели предполагается, что флюид поступает в ствол скважины только через разрыв, при этом выделяют три стадии потока:

- 1) стадия линейного течения через разрыв;
- 2) стадия линейного течения через пласт — коллектор;
- 3) стадия псевдорадiallyного течения в бесконечном пласте.

Для определения начала и конца каждой из стадий используется несколько специальных графиков. Например, на ранней стадии двойной логарифмический график Δp от Δt представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом. Эти стадии потока, связанные с разрывами с бесконечной гидропроводностью, и специальные диагностические графики рассматриваются ниже в данном разделе.

Разрывы с конечной гидропроводностью

Они представляют собой очень длинные разрывы, созданные массивированным гидроразрывом (MHF). Для поддержания разрывов такого типа в открытом состоянии необходимы большие количества расклинивающих агентов, в результате проницаемость разрыва k_f уменьшается по сравнению с разрывами бесконечной

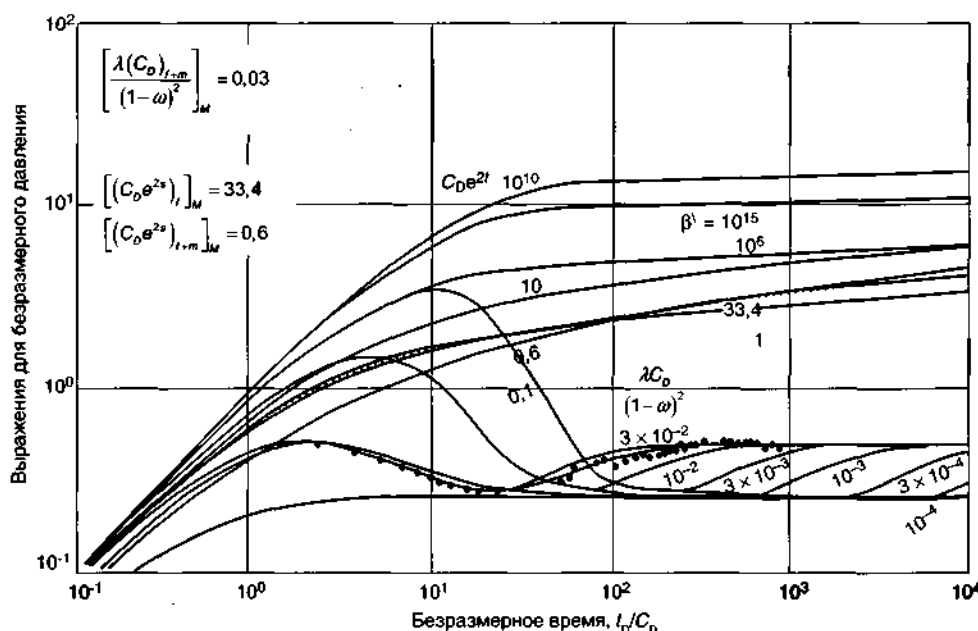


Рис. 1.69. Совпадающая типовая кривая (©1984 World Oil, Bourdet и соавт., апрель 1984)

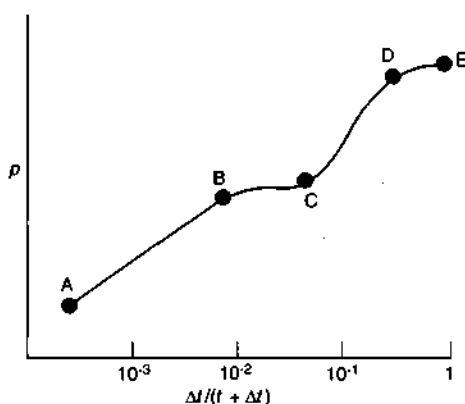


Рис. 1.70. Теоретическая кривая нарастания давления для двухслойного пласта (©1961 SPE, Lelkovits и соавт., SPEJ, март 1961)

гидропроводности. Эти вертикальные разрывы с конечной проводимостью характеризуются измеримыми падениями давления и, следовательно, исследования скважин в пластах, подвергнутых гидроразрыву, дают уникальные кривые давления. Кривые давления в переходном режиме для данной системы могут включать следующие четыре последовательных стадии потока (описаны ниже):

- 1) начальное «линейное течение через разрыв»;
- 2) последующее «билинейное течение»;
- 3) затем — «линейное течение в пласте»;
- 4) и, наконец, «псевдоразрадное течение в бесконечном пласте».

Гидроразрывы с равномерным притоком

К гидроразрывам с равномерным притоком относятся разрывы, для которых скорость притока пластового флюида из коллектора в разрыв однородна вдоль всей длины разрыва. По нескольким аспектам эта модель похожа на вертикальный разрыв с бесконечной гидропроводностью. Различия между этими двумя системами возникают на границе трещины гидроразрыва. Данная система характеризуется изменяемым давлением вдоль разрыва и двумя основными периодами течения:

- 1) линейное течение;
- 2) псевдоразрадное течение в бесконечном пласте.

Если не брать в расчет сильно расклиненные разрывы с низким сопротивлением, можно предположить, что модель разрыва с равномерным притоком лучше отражает реальность, чем модель разрыва с бесконечной гидропроводностью, однако на самом деле различия между этими двумя разрывами незначительные.

Трещина гидроразрыва имеет намного большую гидропроводность, чем пласт, через который он проходит, поэтому он существенно

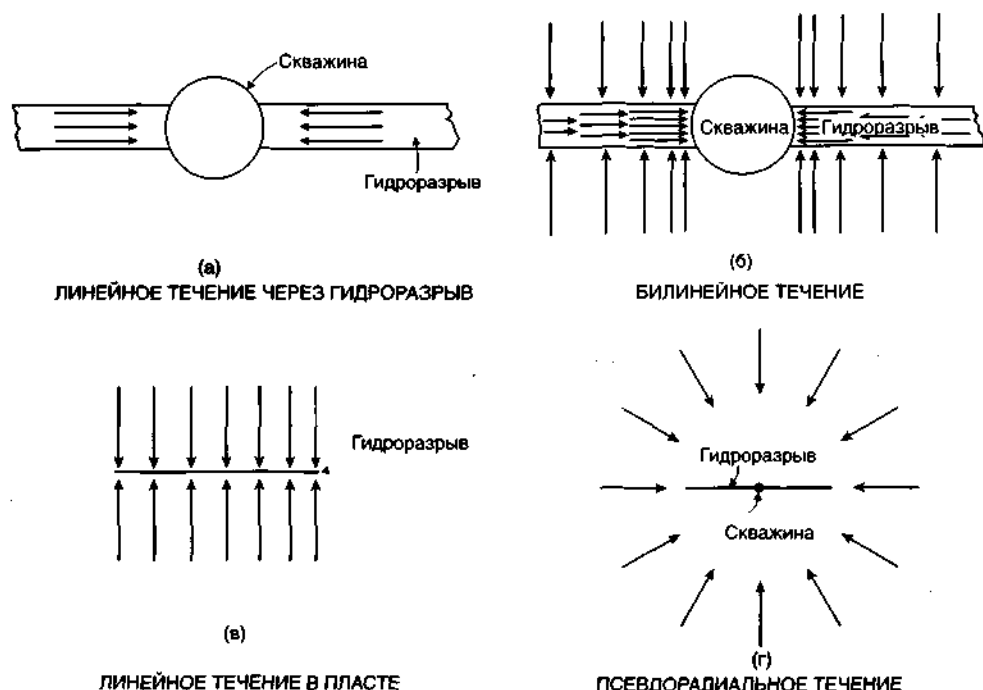


Рис. 1.71. Типы притоков для скважины, расположенной в пласте, подвергнутой вертикальному гидроразрыву (по данным: Cinco и Samaniego, JPT, 1981)

влияет на характер изменения давления при испытаниях скважин. Общее решение для изменения давления в пласте выражается через безразмерные переменные. При обработке кривой восстановления давления в скважине, в которой проведен гидроразрыв, используются следующие безразмерные параметры:

Коэффициент диффузии:

$$\eta_D = \frac{k_f \phi c_i}{k \phi_i c_{ri}} \quad [1.5.19]$$

Безразмерное время:

$$t_{Dx_i} = \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_i x_i^2} \right] t = t_D \left(\frac{x_w^2}{x_i^2} \right) \quad [1.5.20]$$

Коэффициент гидропроводности:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_i}{k x_i} = \frac{F_C}{k x_i} \quad [1.5.21]$$

Коэффициент емкости:

$$C_{Df} = \frac{0,8937C}{\phi c_i h x_i^2} \quad [1.5.22]$$

Безразмерное давление:

$$P_D = \frac{kh\Delta p}{141,2QB\mu} \text{ для нефти.} \quad [1.5.23]$$

$$p_D = kh\Delta m(p)/1424QT \text{ для газа.} \quad [1.5.24]$$

Безразмерная характеристика трещины гидроразрыва:

$$r_{*D} = \frac{r_e}{x_i}$$

где:

- x_i — половинная длина разрыва, фут;
- w_i — ширина разрыва, фут;
- k_f — проницаемость разрыва, мД;
- k — проницаемость пласта до гидроразрыва, мД;
- t_{Dxf} — безразмерное время на основе половинной длины разрыва x_i ;
- t — время добегания стока, Δt при испытаниях с падением давления или Δt , при испытаниях с нарастанием давления, часы;
- T — температура, °R;
- F_C — гидропроводность разрыва, мД фут;
- F_{CD} — безразмерная гидропроводность разрыва;

η — коэффициент гидравлической диффузии;

$c_{\text{флп}}$ — суммарная сжимаемость разрыва, пси⁻¹.

Обратите внимание, что приведенные выше уравнения составлены для обработки результатов исследований с падением давления. Чтобы применить эти уравнения к исследованиям с нарастанием давления, замените давление и время соответствующими значениями, как показано ниже в таблице.

Исследование	Давление	Время
С падением давления	$\Delta p = p_i - p_{\text{ст}}$	t
С нарастанием давления	$\Delta p = p_{\text{ст}} - p_{\text{в}} \text{ при } \Delta t = 0$	Δt или Δt_i

В целом, когда безразмерная гидропроводность разрыва превышает 300, т. е. $F_{\text{CD}} > 300$, гидропроводность разрыва можно считать бесконечной.

Существуют четыре режима течений или притоков (как схематично показано на рис. 1.71), связанных с тремя типами вертикальных разрывов. Эти режимы следующие:

- 1) линейное течение через разрыв;
- 2) билинейное течение;
- 3) линейное течение в пласте;
- 4) псевдорadiaльное течение в бесконечном пласте.

Эти стадии течений можно идентифицировать, основываясь на результатах обработки кривой восстановления давления на графиках различных типов. Некоторые такие графики являются превосходными инструментами для диагностики и идентификации режимов, поскольку данные исследований могут соответствовать различным типам течений.

Для анализа каждого режима течения существуют специальные графики:

- график Δp от $\sqrt{\text{времени}}$ для линейного течения;
- график Δp от $\sqrt{\text{времени}}$ для билинейного течения;
- график Δp от $\log(\text{времени})$ для псевдорadiaльного течения в бесконечном пласте.

Данные типы режимов течений и диагностические графики рассмотрены ниже.

Линейное течение через пласт

Это — первый период течения, который возникает в трещиноватой системе. На этом этапе большая часть флюида поступает в ствол скважины в результате его расширения в разрыве, т. е. приток флюида из собственно пласта незначителен. На этом этапе течение через пласт из пласта в ствол скважины является линейным и описывается уравнением диффузии, представленным в линейной форме. Это урав-

нение применимо к линейному течению через разрыв и к линейному течению в пласте.

Данные гидродинамических исследований скважины на этапе линейного течения можно обрабатывать по графику Δp от $\sqrt{\text{времени}}$. К сожалению, линейное течение через разрыв относится лишь к самой ранней стадии испытаний и поэтому не имеет практического применения. Однако если стадия линейного течения через разрыв (для разрывов с $F_{\text{CD}} > 300$) существует, для обработки кривых давления, снятых в этот период, можно использовать соотношения 1.5.19—1.5.24 для линейного течения в пласте.

Но даже если стадия линейного течения через трещину разрыва возникает, ее продолжительность коротка, как это часто бывает в разрывах с конечной гидропроводностью ($F_{\text{CD}} < 300$), поэтому при интерпретации данных для начальной стадии испытаний необходимо соблюдать осторожность, чтобы не ошибиться. Также зачастую действующие на этой стадии скин-эффекты или эффект заполнения ствола скважины изменяют значения давления до такой степени, что данные не ложатся на прямую линию, описывающую линейное течение, или такую линию сложно распознать. Если определять длину разрыва по наклону прямой на начальной стадии, наклон $m_{\text{л}}$ будет завышен, а расчетная длина трещины разрыва окажется неправдоподобно короткой. При этом также не удастся получить количественной информации о гидропроводности разрыва.

Синко (Cinco) и др. (1981) установили, что стадия линейного течения через разрыв завершается, когда:

$$t_{\text{др}} = \frac{0,01(F_{\text{CD}})^2}{(\eta_{\text{м}})^2}$$

Билинейное течение

Эта стадия называется билинейным течением, поскольку одновременно существуют два типа линейных течений. Синко (Cinco, 1981) изначально предположил, что одно течение представляет собой линейное течение несжимаемого флюида в разрыве, а второе — линейное течение сжимаемого флюида в пласте. На этом этапе большая часть флюида, поступающего в ствол скважины, вытекает из пласта. На стадии билинейного течения эффекты окончания длины разрыва не влияют на поведение скважины и, соответственно, на основе данных, полученных на этой стадии, определить длину разрыва невозможно. Однако по данным за этот период можно определить фактическое значение гидропроводности разрыва F_{CD} . Падение давления на стадии билинейного течения в разрыве с конечной гидропроводностью значительно, однако при бесконечной гидропроводности режим билинейного течения невозможен, поскольку при этом падение давления в пласте пренебрежительно мало. Таким обра-

зом, идентификация стадии билинейного течения очень важна по двум причинам:

- 1) По данным, полученным на стадии билинейного течения, невозможно определить длину разрыва. Если использовать эти данные для определения длины разрыва, расчетная длина будет сильно занижена.
- 2) По данным, полученным на стадии билинейного течения, можно определить фактическую гидропроводность разрыва k_{fr} .

Синко и Саманьего (Cinco и Samaniego, 1981) предположили, что на этой стадии изменение давления в скважине описывается следующими выражениями.

Для скважин, в которых проведен гидроразрыв через безразмерное давление:

$$p_D = \left[\frac{2,451}{\sqrt{F_{CD}}} \right] (t_{Dx})^{1/4}. \quad [1.5.25]$$

Прологарифмировав обе части уравнения 1.5.25, получим:

$$\log(p_D) = \log \left[\frac{2,451}{\sqrt{F_{CD}}} \right] + \frac{1}{4} \log(t_{Dx}). \quad [1.5.26]$$

Для перепада давления:

$$\Delta p = \left[\frac{44,1QB\mu}{h\sqrt{F_C}(\phi\mu c,k)} \right] t^{1/4}, \quad [1.5.27]$$

или в эквивалентной форме:

$$\Delta p = m_{br} t^{1/4}.$$

Прологарифмировав обе части приведенного выше выражения, получим:

$$\log(\Delta p) = \log(m_{br}) + \frac{1}{4} \log(t), \quad [1.5.28]$$

где угловой коэффициент билинейного участка кривой m_{br} выражается как:

$$m_{br} = \left[\frac{44,1QB\mu}{h\sqrt{F_C}(\phi\mu c,k)} \right],$$

где гидропроводность разрыва F_C определяется выражением:

$$F_C = k_{fr} w_r. \quad [1.5.29]$$

Для газовых скважин, в которых проведен гидроразрыв в безразмерной форме:

$$m_D = \left[\frac{2,451}{\sqrt{F_{CD}}} \right] (t_{Dx})^{1/4};$$

или:

$$\log(m_D) = \log \left[\frac{2,451}{\sqrt{F_{CD}}} \right] + \frac{1}{4} \log(t_{Dx}). \quad [1.5.30]$$

Через псевдадавление $m(p)$:

$$\Delta m(p) = \left[\frac{444,6QT}{h\sqrt{F_C}(\phi\mu c,k)} \right] t^{1/4}; \quad [1.5.31]$$

или в эквивалентной форме:

$$\Delta m(p) = m_{br} t^{1/4}. \quad [1.5.32]$$

Прологарифмировав обе части приведенного выше выражения, получим:

$$\log[\Delta m(p)] = \log(m_{br}) + \frac{1}{4} \log(t).$$

Из выражений 1.5.27 и 1.5.31 видно, что график Δp или $\Delta m(p)$ от (времени)^{1/4} в декартовой системе координат представляет собой прямую, проходящую через начало координат, с наклоном m_{br} (наклон для участка билинейного течения), который рассчитывается по следующим формулам:

Для нефти:

$$m_{br} = \frac{44,1QB\mu}{h\sqrt{F_C}(\phi\mu c,k)^{1/4}}. \quad [1.5.33]$$

Затем наклон (угловой коэффициент) можно использовать для решения уравнения относительно F_C :

$$F_C = \left[\frac{44,1QB\mu}{m_{br}h(\phi\mu c,k)^{1/4}} \right]^2.$$

Для газа:

$$m_{br} = \frac{444,6QT}{h\sqrt{F_C}(\phi\mu c,k)^{1/4}}. \quad [1.5.34]$$

с:

$$F_C = \left[\frac{444,6QT}{m_{br}h(\phi\mu c,k)^{1/4}} \right]^2.$$

Следует отметить, что если прямая не проходит через начало координат, это указывает на дополнительное падение давления $\Delta p_{\text{св}}$, связанное с ограничением притока из трещины разрыва в призабойной зоне (загрязненность трещины разрыва, при которой проницаемость разрыва непосредственно в призабойной зоне понижена). Примерами ограничений, приводящими к снижению результирующей добычи, являются:

- ненадлежащая перфорация;
- турбулентное течение, влияние которого можно понизить путем увеличения размера или концентрации расклинивающего агента — пропантa;
- чрезмерное вымывание расклинивающего агента — пропантa;

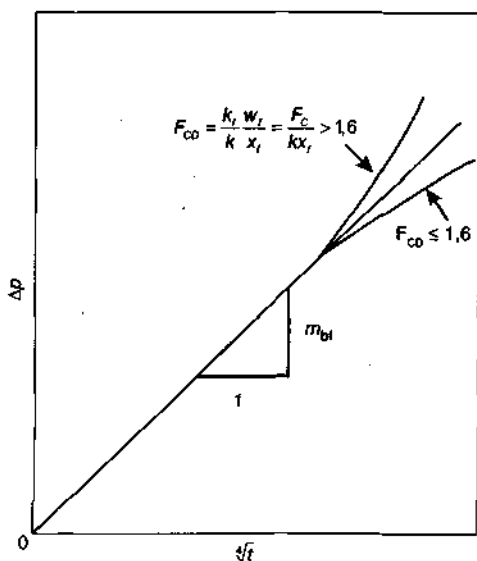


Рис. 1.72. График для анализа данных давления на стадии билинейного течения (по данным: Cinco и Samaniego, 1981)

- в трещину гидроразрыва был закачан раствор глушения.

Аналогично, формулы 1.5.28 и 1.5.32 позволяют предположить, что двойной логарифмический график Δp или $\Delta m(p)$ от (времени) представляет собой прямую линию с наклоном $m_{01} = 1/4$, которую можно использовать как диагностический инструмент для определения стадии билинейного течения.

После завершения стадии билинейного течения график начинает отклоняться от прямой вверх или вниз, в зависимости от значения безразмерной гидропроводности разрыва F_{CD} , как показано на рис. 1.72. При $F_{CD} < 1,6$ кривая отклоняется вниз, а при $F_{CD} > 1,6$ — вверх. Отклонение кривой вверх означает, что на поведение давления в скважине начало влиять окончание длины трещины разрыва.

Если продолжительность исследований была недостаточной и стадия билинейного течения не успела завершиться при $F_{CD} > 1,6$, длину разрыва определить невозможно. Если безразмерная гидропроводность разрыва $F_{CD} < 1,6$, это означает, что преобладающий режим течения флюида в пласте изменился с одномерного на двумерный. В этом конкретном случае также невозможно однозначно определить длину разрыва, даже если испытания продолжались до завершения стадии билинейного течения.

Синко и Саманьо (Cinco и Samaniego, 1981) показали, что безразмерную гидропроводность разрыва F_{CD} можно рассчитать по прямой билинейного течения, т. е. Δp от (времени)^{1/4}, опре-

делив значение разности давлений Δp в точке завершения прямой линии Δp_{ebf} и применив следующую аппроксимацию:

$$\text{Для нефти: } F_{CD} = \frac{194,9QB\mu}{kh\Delta p_{ebf}} \quad (1.5.35)$$

$$\text{Для газа: } F_{CD} = \frac{1965,1QT}{kh\Delta m(p)_{ebf}} \quad (1.5.36)$$

где:

Q — расход, ст. барр./сут. или тыс. ст. фут³/сут.;

T — температура, °R.

В точке завершения стадии билинейного течения, «ebf», прямая линия определяется гидропроводностью разрыва, координаты этой точки можно определить из следующих соотношений:

$$\text{Для } F_{CD} > 3; \quad t_{Defl} = 0,1 / (F_{CD})^2.$$

$$\text{Для } 1,6 \leq F_{CD} \leq 3; \quad t_{Defl} = 0,0205 [F_{CD} - 1,5]^{-1,53}.$$

$$\text{Для } F_{CD} \leq 1,6; \quad t_{Defl} = [4,55 / \sqrt{F_{CD} - 2,5}]^4.$$

Процедуру обработки данных в случае билинейного течения можно свести к следующим шагам.

Шаг 1. Построим двойной логарифмический график Δp от времени.

Шаг 2. Определим, попадают ли точки данных на прямую линию с угловым коэффициентом 1/4.

Шаг 3. Если точки данных попадают на прямую линию с угловым коэффициентом 1/4, построим по этим данным новый график в терминах Δp от (времени)^{1/4} в декартовой системе координат и выберем данные, которые образуют прямую линию для билинейного режима.

Шаг 4. Определим наклон m_{01} прямой линии для билинейного режима, построенной в шаге 3.

Шаг 5. Рассчитаем гидропроводность разрыва $F_{CD} = k_f w_f$ по формуле 1.5.33 или 1.5.34:

$$\text{Для нефти: } F_{CD} = (k_f w_f) = \left[\frac{44,1QB\mu}{m_{01}h(\phi\mu c_k)^{1/4}} \right]^2.$$

$$\text{Для газа: } F_{CD} = (k_f w_f) = \left[\frac{444,6QT}{m_{01}h(\phi\mu c_k)^{1/4}} \right]^2.$$

Шаг 6. Считаём значение разности давлений, при котором линия завершается, Δp_{ebf} или $\Delta m(p)_{ebf}$.

Шаг 7. Рассчитаем безразмерную гидропроводность разрыва по формуле:

$$\text{Для нефти: } F_{CD} = \frac{194,9QB\mu}{kh\Delta p_{ebf}}.$$

$$\text{Для газа: } F_{CD} = \frac{1965,1QT}{kh\Delta m(p)_{ebf}}.$$

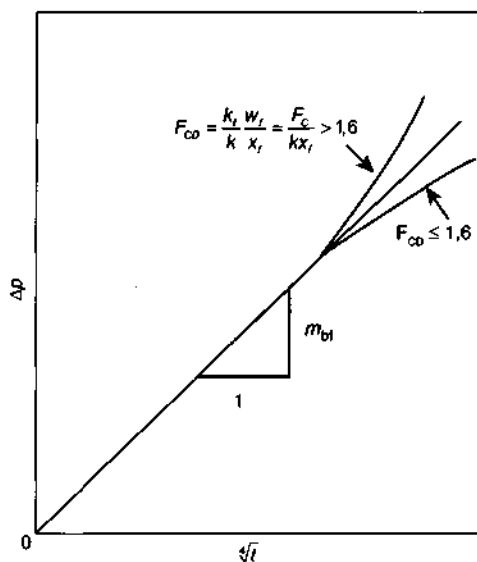


Рис. 1.72. График для анализа данных давления на стадии билинейного течения (по данным: Cinco и Samaniego, 1981)

• в трещину гидроразрыва был закачан раствор глушения.

Аналогично, формулы 1.5.28 и 1.5.32 позволяют предположить, что двойной логарифмический график Δp или $\Delta m(p)$ от (времени) представляет собой прямую линию с наклоном $m_{bf} = 1/4$, которую можно использовать как диагностический инструмент для определения стадии билинейного течения.

После завершения стадии билинейного течения график начинает отклоняться от прямой вверх или вниз, в зависимости от значения безразмерной гидропроводности разрыва F_{cd} , как показано на рис. 1.72. При $F_{cd} < 1,6$ кривая отклоняется вниз, а при $F_{cd} > 1,6$ — вверх. Отклонение кривой вверх означает, что на поведение давления в скважине начало влиять окончание длины трещины разрыва.

Если продолжительность исследований была недостаточной и стадия билинейного течения не успела завершиться при $F_{cd} > 1,6$, длину разрыва определить невозможно. Если безразмерная гидропроводность разрыва $F_{cd} < 1,6$, это означает, что преобладающий режим течения флюида в пласте изменился с одномерного на двумерный. В этом конкретном случае также невозможно однозначно определить длину разрыва, даже если испытания продолжались до завершения стадии билинейного течения.

Синко и Саманье (Cinco и Samaniego, 1981) показали, что безразмерную гидропроводность разрыва F_{cd} можно рассчитать по прямой билинейного течения, т. е. Δp от (времени)^{1/4}, опре-

делив значение разности давлений Δp в точке завершения прямой линии Δp_{ebf} и применив следующую аппроксимацию:

$$\text{Для нефти: } F_{cd} = \frac{194,9QB\mu}{kh\Delta p_{ebf}} \quad (1.5.35)$$

$$\text{Для газа: } F_{cd} = \frac{1965,1QT}{kh\Delta m(p)_{ebf}} \quad (1.5.36)$$

где:

Q — расход, ст. барр./сут. или тыс. ст. фут³/сут.;

T — температура, °R.

В точке завершения стадии билинейного течения, «ebf», прямая линия определяется гидропроводностью разрыва, координаты этой точки можно определить из следующих соотношений:

$$\text{Для } F_{cd} > 3; \quad t_{Debf} \approx 0,1 / (F_{cd})^2.$$

$$\text{Для } 1,6 \leq F_{cd} \leq 3; \quad t_{Debf} \approx 0,0205 [F_{cd} - 1,5]^{-1,53}.$$

$$\text{Для } F_{cd} \leq 1,6; \quad t_{Debf} \approx [4,55 / \sqrt{F_{cd}} - 2,5]^{-4}.$$

Процедуру обработки данных в случае билинейного течения можно свести к следующим шагам.

Шаг 1. Построим двойной логарифмический график Δp от времени.

Шаг 2. Определим, попадают ли точки данных на прямую линию с угловым коэффициентом 1/4.

Шаг 3. Если точки данных попадают на прямую линию с угловым коэффициентом 1/4, построим по этим данным новый график в терминах Δp от (времени)^{1/4} в декартовой системе координат и выберем данные, которые образуют прямую линию для билинейного режима.

Шаг 4. Определим наклон m_{bf} прямой линии для билинейного режима, построенной в шаге 3.

Шаг 5. Рассчитаем гидропроводность разрыва $F_c = k_f w_f$ по формуле 1.5.33 или 1.5.34:

$$\text{Для нефти: } F_c = (k_f w_f) = \left[\frac{44,1QB\mu}{m_{bf} h(\phi \mu c, k)^{1/4}} \right]^2.$$

$$\text{Для газа: } F_c = (k_f w_f) = \left[\frac{444,6QT}{m_{bf} h(\phi \mu c, k)^{1/4}} \right]^2.$$

Шаг 6. Считаем значение разности давлений, при котором линия завершается, Δp_{ebf} или $\Delta m(p)_{ebf}$.

Шаг 7. Рассчитаем безразмерную гидропроводность разрыва по формуле:

$$\text{Для нефти: } F_{cd} = \frac{194,9QB\mu}{kh\Delta p_{ebf}}.$$

$$\text{Для газа: } F_{cd} = \frac{1965,1QT}{kh\Delta m(p)_{ebf}}.$$



Рис. 1.73. График билинейного течения, данные взяты из примера 1.36 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

Шаг 8. Рассчитаем длину разрыва из математического выражения для F_{CD} (формула 1.5.21) и значения F_C , рассчитанного в шаге 5:

$$x_r = \frac{F_C}{F_{CD} k}$$

Пример 1.36. Исследование скважины с восстановлением давления проводилось в газонасосном коллекторе с малой проницаемостью, подвергнутом гидроразрыву. Даны следующие параметры пласта и скважины:

$$\begin{aligned} Q &= 7350 \text{ млн ст. фут}^3/\text{сут.}; & t_p &= 2640 \text{ часов}; \\ h &= 118 \text{ фут}; & \phi &= 0,10; \\ k &= 0,025 \text{ мД}; & \mu &= 0,0252; \\ T &= 690^\circ \text{R}; & c &= 0,129 \times 10^{-3} \text{ пси}^{-1}; \\ p_{wf} \text{ при } t=0 &= 1320 \text{ пси}; & r_w &= 0,28 \text{ фут}. \end{aligned}$$

Двойной логарифмический график данных испытаний с нарастанием давления построен в терминах $\Delta m(p)$ от $(\Delta t)^{1/4}$, как показано на рис. 1.73.

Требуется рассчитать параметры разрыва и пласта, выполнив обычную обработку данных испытания скважины.

Решение.

Шаг 1. Из графика $\Delta m(p)$ от $(\Delta t)^{1/4}$, показанного на рис. 1.73, определим:

$$\begin{aligned} m_{br} &= 1,6 \times 10^8 \\ t_{\text{обт}} &= 0,35 \text{ часов (начало билинейного течения).} \\ t_{\text{обт}} &= 2,5 \text{ часов (конец билинейного течения).} \\ \Delta m(p)_{\text{обт}} &= 2,05 \times 10^5 \end{aligned}$$

Шаг 2. Выполним анализ стадии билинейного течения, как показано ниже:

- По формуле 1.5.34 рассчитаем гидропроводность разрыва F_C :

$$\begin{aligned} F_C &= \left[\frac{444,6QT}{m_{br} h (\phi \mu c k)^{1/4}} \right]^2 = \\ &= \left[\frac{444,6(7350)(690)}{[(1,62 \times 10^8) \times 118] (0,1)(0,0252)(0,129 \times 10^{-3})(0,025)^{1/4}} \right]^2 = \\ &= 154 \text{ мД-фут}. \end{aligned}$$

- Рассчитаем безразмерную гидропроводность разрыва F_{CD} по формуле 1.5.36:

$$F_{CD} = \frac{1965,1QT}{kh \Delta m(p)_{\text{обт}}} =$$

$$= \frac{1965,1(7350)(690)}{(0,025)(118)(2,02 \times 10^8)} = 16,7.$$

- Рассчитаем половинную длину разрыва по формуле 1.5.21:

$$x_f = \frac{F_c}{F_{cd} k} = \frac{154}{(16,7)(0,025)} = 368 \text{ фут.}$$

Линейное одномерное течение в пласте

За стадией билинейного течения следует переходный период, после которого конец длины разрыва начинает влиять на поведение давления в призабойной зоне, что может обусловить формирование режима линейного одномерного течения. Этот период линейного течения характеризуется двумя вертикальными разрывами с безразмерной гидропроводностью, превышающей 300, т. е. $F_{cd} > 300$. Как и для случая линейного течения через разрыв, данные давления, полученные на стадии линейного течения в пласте, являются функцией длины пласта x_f и гидропроводности пласта F_{cd} . Поведение давления на этой стадии линейного течения в пласте можно описать уравнением диффузии в линейной одномерной форме:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\mu c_i}{0,002637k} \frac{\partial p}{\partial t}.$$

Решение приведенного выше линейного уравнения диффузии можно применить и к линейному течению через разрыв, и к линейному течению в пласте, в безразмерной форме это решение выражается следующим соотношением:

$$p_D = \left(\pi t_{Dw} \right)^{1/2};$$

или в терминах реального давления и времени:

Для нефтяных скважин, расположенных в пластах, подвергнутых гидроразрыву:

$$\Delta p = \left[\frac{4,064QB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{k\rho c_i}} \right] t^{1/2},$$

или в упрощенной форме:

$$\Delta p = m_{vi} \sqrt{t}.$$

Для газовых скважин, расположенных в пластах, подвергнутых гидроразрыву:

$$\Delta m(p) = \left[\frac{40,925QT}{hx_f} \sqrt{\frac{1}{k\rho c_i}} \right] t^{1/2},$$

или в эквивалентной форме:

$$\Delta m(p) = m_{vi} \sqrt{t}.$$

Стадию линейного одномерного течения можно определить по данным давления, которые на двойном логарифмическом графике Δp от времени образуют прямую линию с угловым коэффициентом 1/2. Еще одним представлением точек данных давления, имеющим диагностическое значение, является график Δp или $\Delta m(p)$ от $\sqrt{\text{времени}}$ в декартовой системе координат (как показано на рис. 1.75), который формирует прямую линию с наклоном m_{vi} , связанным с длиной трещины разрыва следующими выражениями:

Нефтяная скважина, расположенная в пласте, подвергнутом гидроразрыву:

$$x_f = \left[\frac{4,064QB}{m_{vi} h} \right] \sqrt{\frac{\mu}{k\rho c_i}}. \quad [1.5.37]$$

Газовая скважина, расположенная в пласте, подвергнутом гидроразрыву:

$$x_f = \left[\frac{40,925QT}{m_{vi} h} \right] \sqrt{\frac{1}{k\rho c_i}}. \quad [1.5.38]$$

где:

Q — дебит, ст. барр./сут. или тыс. ст. фут³/сут.;

T — температура, °R;

m_{vi} — наклон, (пси)/ $\sqrt{\text{час}}$ или пси/сП $\sqrt{\text{час}}$;

k — проницаемость, мД;

c_i — общая сжимаемость, пси⁻¹.

Линейные зависимости, показанные на рис. 1.74 и 1.75, позволяют однозначно и легко характеризовать разрыв. При правильном применении эти графики являются наилучшими диагностическими инструментами для идентификации разрыва. На практике угловой коэффициент 1/2 встречается редко, кроме разрывов с высокой гидропроводностью. На кривых для разломов с конечной гидропроводностью переходный период обычно следует за стадией билинейного течения (угловой коэффициент 1/2), а режим псевдоразливого течения в бесконечном пласте — еще перед достижением углового коэффициента 1/4 (линейное одномерное течение). Если эффект заполнения ствола скважины действует достаточно долго, он может перекрывать кривую давления для билинейного течения, что затрудняет анализ данных существующими интерпретационными методами.

Агарвал (Agarwal) и др. (1979) показали, что динамика давления в переходный период составляет искривленный участок, вслед за которым линия спрямляется под углом наклона, соответствующим линейному одномерному течению через разрыв. Продолжительность искривленного участка, соответствующего переходному режиму течения, зависит от гидропроводности разрыва. Чем ниже гидропроводность разрыва, тем дольше продолжительность искривленного участка. Начало образо-

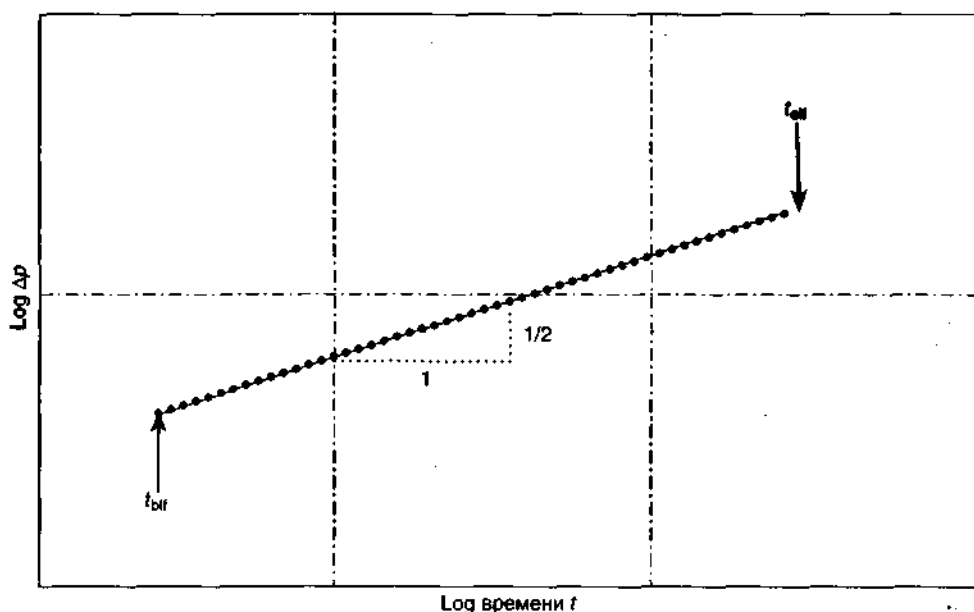


Рис. 1.74. Данные давления для прямой с угловым коэффициентом 1/2 на двойном логарифмическом графике (по данным: Cinco и Samaniego, 1981)

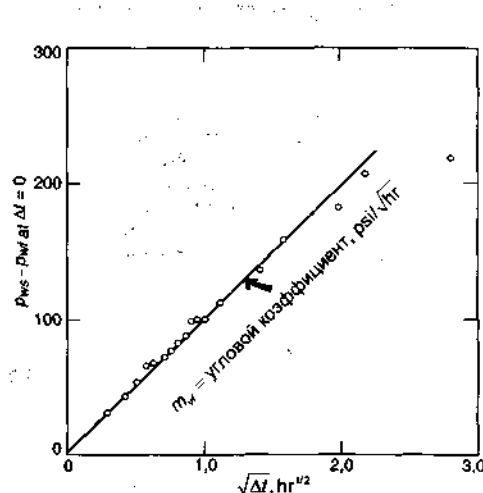


Рис. 1.75. График квадратных корней из данных испытаний с нарастанием давления

вания линейного течения, «blf», зависит от F_{CD} и может быть определено из следующего соотношения:

$$t_{Delf} = \frac{100}{(F_{CD})^2},$$

а конец этой стадии линейного одномерного течения, «elf», определяется приблизительно как:

$$t_{Delf} = 0,016.$$

Определив координаты этих двух точек (т. е. начала и окончания прямой линии) в терминах времени, можно рассчитать F_{CD} по соотношению:

$$F_{CD} = 0,0125 \sqrt{\frac{t_{elf}}{t_{blf}}},$$

где t_{elf} и t_{blf} даны в часах.

Псевдорадiallyное течение в бесконечном пласте

В этот период поведение течения аналогично радиальному пластовому течению с отрицательным скин-эффектом, обусловленным разрывом. Для этой стадии можно использовать традиционные полулогарифмические и двойные логарифмические графики данных давления в переходный период, например для обработки данных исследований с падением давления применимы формулы 1.3.1—1.3.3.

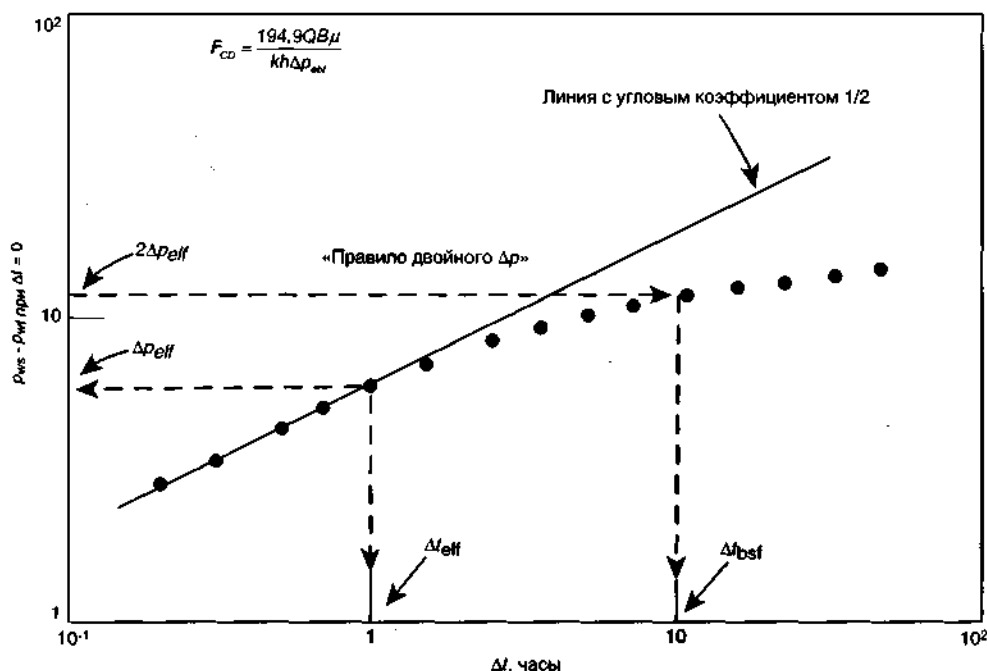


Рис. 1.76. Применение двойного логарифмического графика для аппроксимации начала стадии псевдорадимального течения

То есть:

$$p_{wr} = p_i - \frac{162,6Q_o B_o \mu}{kh} \times \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s \right].$$

Или в виде уравнения прямой:

$$p_i - p_{wr} = \Delta p = a + m \log(t),$$

с наклоном m :

$$m = \frac{162,6Q_o B_o \mu_o}{kh}.$$

Решив относительно гидропроводности пласта, получим:

$$kh = \frac{162,6Q_o B_o \mu_o}{|m|}.$$

Скин-фактор s можно рассчитать по формуле 1.3.3:

$$s = 1,151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2}\right) + 3,23 \right].$$

Обратите внимание, что на полулогарифмическом графике Δp от t наклон m идентичен наклону на полулогарифмическом графике p_{wf} от t . Тогда:

$$s = 1,151 \left[\frac{\Delta p_{1hr}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2}\right) + 3,23 \right].$$

Затем можно рассчитать Δp_{1hr} из математического выражения для наклона m , т. е. отношения интервала по оси y к соответствующему интервалу по оси x , по двум точкам на прямой в полулогарифмических координатах (удобно в качестве одной точки выбрать $\Delta p_{при \log(10)}$):

$$m = \frac{\Delta p_{при \log(10)} - \Delta p_{1hr}}{\log(10) - \log(1)}.$$

Решив это выражение относительно Δp_{1hr} , получим:

$$\Delta p_{1hr} = \Delta p_{при \log(10)} - m. \quad [1.5.39]$$

И снова считаем значение $\Delta p_{при \log(10)}$ в соответствующей точке на прямой линии при $\log(10)$.

Уоттенбаргер и Рами (Wattenbarger и Ramey, 1968) показали, что между изменением давления Δp на участке между окончанием режима линейного одномерного течения, т. е. $\Delta p_{ли}$

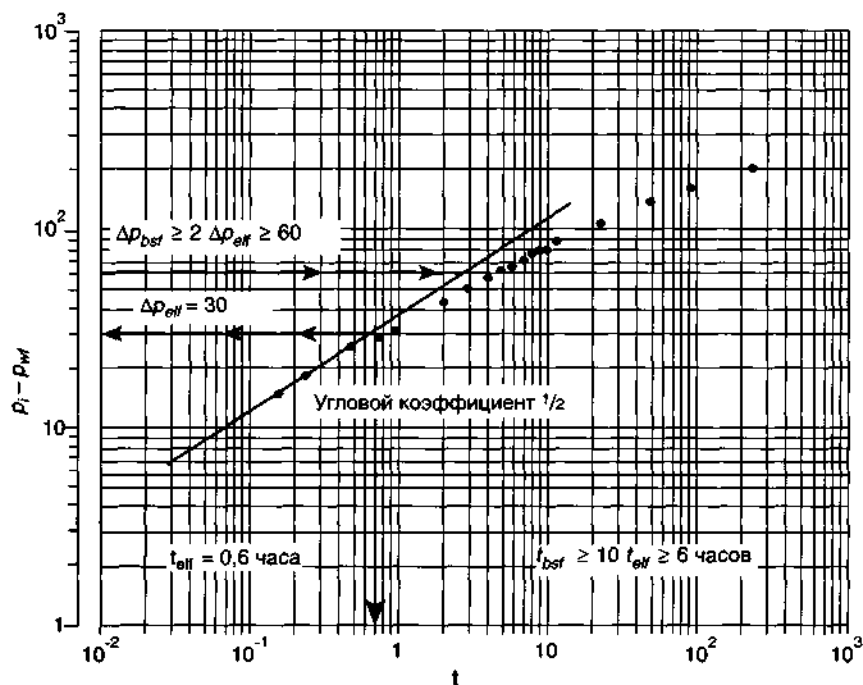


Рис. 1.77. Двойной логарифмический график по данным, приведенным в примере 1.37 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин) 1991, Gulf Publishing Company)

и началом режима псевдорадимального течения в бесконечном пласте Δp_{bsf} существует приближительное соотношение:

$$\Delta p_{bsf} \geq 2\Delta p_{eff} \quad [1.5.40]$$

Приведенное выше правило обычно называют «правилом двойного Δp », и его можно применить, найдя на двойном логарифмическом графике точку окончания прямой с наклоном $1/2$ и считав в этой точке значение Δp , т. е. Δp_{eff} . Для скважин, расположенных в пластах, подвергнутых гидроразрыву, значение Δp_{eff} соответствует началу стадии псевдорадимального течения в бесконечном пласте. Аналогичное правило для времени называют «правилом $10\Delta t$ », с его помощью можно отметить начало стадии псевдорадимального течения:

Для исследований с падением давления:

$$t_{bsf} \geq 10t_{eff} \quad [1.5.41]$$

Для исследований с нарастанием давления:

$$\Delta t_{bsf} \geq 10\Delta t_{eff} \quad [1.5.42]$$

Это означает, что настоящая стадия псевдорадимального течения смещена на один логарифмический цикл относительно точки завершения линейного одномерного течения. Суть двух рассмотренных выше правил проиллюстрирована графически на рис. 1.76.

Еще одна аппроксимация, которую можно использовать для определения начала стадии псевдорадимального течения в бесконечном потоке для разрыва с конечной проводимостью, выражена как:

$$t_{Dbs} \approx 5 \exp[-0,5(F_{CD})^{-0,6}] \quad \text{для } F_{CD} > 0,1.$$

Сабет (Sabet, 1991) использовал следующие данные испытаний с падением давления, изначально полученные Грингартеном (Gringarten) и др. (1975), для иллюстрации анализа данных исследований скважины, расположенной в коллекторе, подвергшемся гидроразрыву.

Пример 1.37. Ниже в таблице приведены данные исследований с падением давления для скважины с трещиной разрыва бесконечной гидропроводности:

t (часы)	p_{cs} (пси)	Δp (пси)	$\sqrt{t}$ (час ^{1/2})
0,0833	3759,0	11,0	0,289
0,1670	3755,0	15,0	0,409
0,2500	3752,0	18,0	0,500
0,5000	3744,5	25,5	0,707
0,7500	3741,0	29,0	0,866
1,0000	3738,0	32,0	1,000
2,0000	3727,0	43,0	1,414
3,0000	3719,0	51,0	1,732
4,0000	3713,0	57,0	2,000
5,0000	3708,0	62,0	2,236
6,0000	3704,0	66,0	2,449
7,0000	3700,0	70,0	2,646
8,0000	3695,0	75,0	2,828
9,0000	3692,0	78,0	3,000
10,0000	3690,0	80,0	3,162
12,0000	3684,0	86,0	3,464
24,0000	3662,0	108,0	4,899
48,0000	3635,0	135,0	6,928
96,0000	3608,0	162,0	9,798
240,0000	3570,0	200,0	14,142

Даны дополнительные параметры пласта:

$h=82$ фут; $\phi=0,12$;
 $c_i=21 \times 10^{-6}$ пси⁻¹; $\mu=0,65$ сП;
 $B_i=1,26$ пл. барр./ст. барр.; $r_w=0,28$ фут [8,5 см];
 $Q=419$ ст. барр./сут.; $p_i=3770$ пси [26 МПа].

Требуется рассчитать:

- проницаемость k ;
- половинную длину разрыва x_r , фут;
- скин-фактор s .

Решение.

Шаг 1. Построим следующие графики:

- Δp от t в логарифмических координатах, как показано на рис. 1.77;
- Δp от $\sqrt{t}$ в декартовых координатах, как показано на рис. 1.78;
- Δp от t в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 1.79.

Шаг 2. Проведем прямую через точки начальной стадии на графике $\log(\Delta p)$ от $\log(t)$, как показано на рис. 1.77, и определим наклон линии. На рис. 1.77 наклон кривой составляет $1/2$ (не под 45°), что указывает на линейное одномерное течение без эффектов заполнения ствола скважины. Этот режим линейного одномерного течения длится примерно 0,6 часов. То есть:

$t_{eff}=0,6$ часов;

$\Delta p_{eff} \approx 30$

и следовательно, начало стадии псевдораздильного течения в бесконечном пласте можно ориентировочно определить по «правилу двойного Δp » или «правилу одного логарифмического цикла», т. е. по формулам 1.5.40 и 1.5.41. Тогда:

$t_{baf} \geq 10 t_{eff} \geq 6$ часов.

$\Delta p_{baf} \geq 2 \Delta p_{eff} \geq 60$ пси [43,7 кПа].

Шаг 3. На графике Δp от $\sqrt{t}$ в декартовых координатах проведем прямую через точки начальной стадии, соответствующие первым 0,3 часам испытания (как показано на рис. 1.79) и определим наклон прямой. Тогда:

$m_{\sqrt{t}} = 36$ пси/час^{0,5}.

Шаг 4. На полулогарифмическом графике определим наклон прямого участка, соответствующего нестационарному радиальному течению, как показано на рис. 1.79:

$m = 94,1$ пси/цикл.

Шаг 5. Рассчитаем проницаемость k по наклону:

$$k = \frac{162,6 Q B_o \mu_o}{m h} = \frac{162,6 (419)(1,26)(0,65)}{(94,1)(82)} = 7,23 \text{ мД.}$$

Шаг 6. Рассчитаем половинную длину трещины разрыва по формуле 1.5.37:

$$x_r = \left[\frac{4,064 Q B}{m_{\sqrt{t}} h} \right] \sqrt{\frac{\mu}{k \rho c_i}} = \left[\frac{4,064 (419)(1,26)}{(36)(82)} \right] \sqrt{\frac{0,65}{(7,23)(0,12)(21 \times 10^{-6})}} = 137,3 \text{ фут.}$$

Шаг 7. Для прямого участка полулогарифмического графика на рис. 1.78 определим Δp при $t=10$ часов:

$$\Delta p_{прн \Delta t=10} = 71,7$$

Шаг 8. Рассчитаем Δp_{thr} по формуле 1.5.39:

$$\Delta p_{thr} = \Delta p_{прн \Delta t=10} - m = 71,7 - 94,1 = -22,4$$

Шаг 9. Решив уравнение относительно «суммарного» скин-фактора s , получим:

$$s = 1,151 \left[\frac{\Delta p_{thr}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3,23 \right] =$$

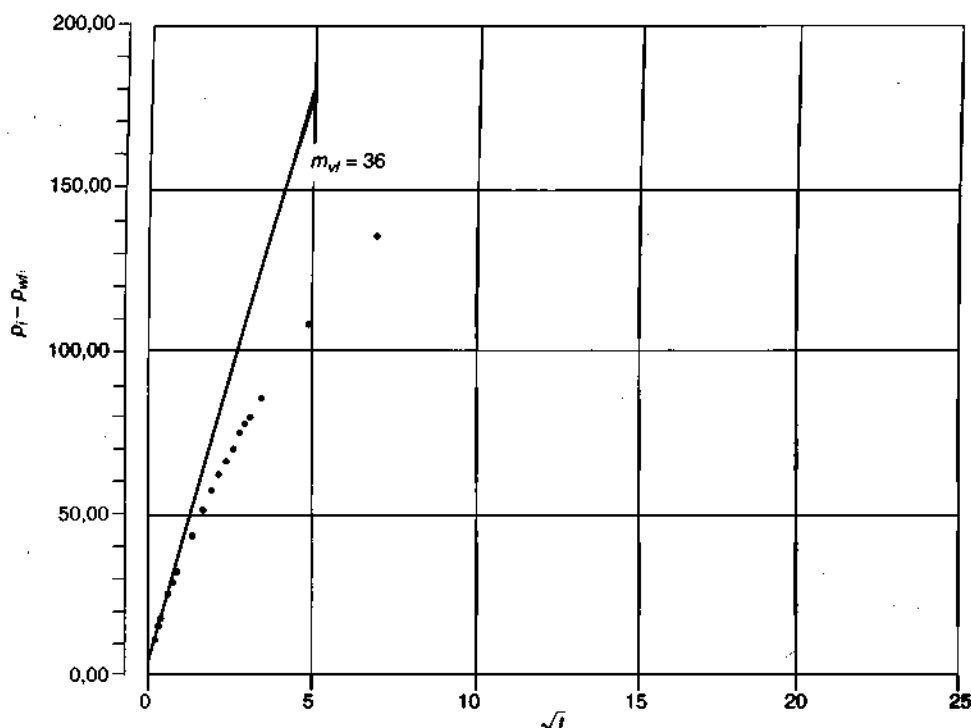


Рис. 1.78. График билинейного течения, данные взяты из примера 1.37 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

$$= 1,151 \left[\frac{-22,4}{94,1} - \log \left(\frac{7,23}{0,12(0,65)(21 \times 10^{-6})(0,28)^2} \right) + 3,23 \right] = -5,5.$$

Значение приведенного радиуса ствола скважины:

$$r_w^* = r_w e^{-s} = 0,28 e^{5,5} = 68,5 \text{ фут.}$$

Обратите внимание, что «суммарный» скин-фактор определяется совокупностью следующих эффектов:

$$s = s_d + s_r + s_i + s_p + s_{sw} + s_t,$$

где:

- s_d — скин-фактор, обусловленный нарушением проницаемости пласта и разрыва;
- s_r — скин-фактор, связанный с разрывом, высокое отрицательное значение $s_r < 0$;
- s_i — скин-фактор, связанный с турбулентным течением;

- s_p — скин-фактор, связанный с перфорациями;
- s_{sw} — скин-фактор, обусловленный наклоном скважины;
- s_t — скин-фактор, обусловленный ограничением подтока.

Для нефтяных скважин, расположенных в пластах, подвергнутых гидроразрыву, некоторые из компонентов суммарного скин-эффекта пренебрежимо малы или неприменимы. Это относится, главным образом, к s_i , s_p , s_{sw} , и s_t ; таким образом:

$$s = s_d + s_r,$$

или:

$$s_d = s - s_r.$$

Смит и Кобб (Smith и Cobb, 1979) предположили, что наилучшим методом для оценки нарушения проницаемости пласта, подвергнутого гидроразрыву, является график квадратного корня. В идеальной скважине без поврежденной призабойной зоны прямая линия на графике квадратного корня экстраполируется

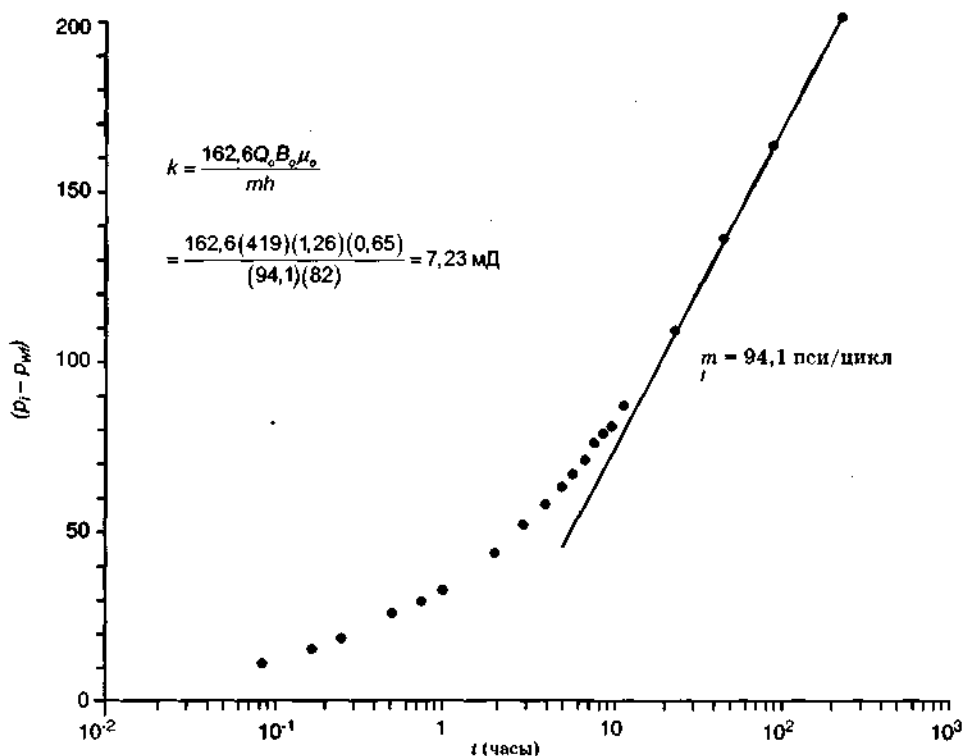


Рис. 1.79. Полулогарифмический график данных испытаний с падением давления, используемых в примере 1.37

на p_{wf} при $\Delta t = 0$, т. е. $p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0$, однако, если призабойная зона скважины нарушена, давление в точке пересечения с осью абсцисс p_{int} будет больше $p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0$, как показано на рис. 1.80. Обратите внимание, что давление остановленной скважины описывается формулой 1.5.35, как:

$$p_{int} = p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0 + m_{wf} \sqrt{t}.$$

Смит и Кобб (Smith и Cobb, 1979) показали, что если суммарный скин-фактор за вычетом s_i , т. е. $s - s_i$, можно определить по графику квадратного корня, экстраполировав прямую линию на точку $\Delta t = 0$ и определив по точке пересечения с осью абсцисс p_{int} потери давления, связанные с нарушением проницаемости в пристволенной части пласта, $(\Delta p_s)_d$:

$$(\Delta p_s)_d = p_{int} - p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0 = \left[\frac{141,2 Q B \mu}{k h} \right] s_d.$$

Из формулы 1.5.35 видно, если $p_{int} = p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0$, скин-эффект, обусловленный разрывом s_i , равен суммарному скин-эффекту.

Следует отметить, что влияние внешней границы может приводить к искажению прямого участка на полулогарифмическом графике, если половинная длина разрыва превышает одну треть радиуса области дренирования. Поведение давления в режиме бесконечного пласта в значительной степени зависит от длины разрыва. Для относительно коротких по длине разрывов течение можно считать радиальным, но при увеличении длины разрыва до величины радиуса области дренирования течение становится линейным (одномерным). Как отмечалось Расселом и Труттом (Russell и Truitt, 1964), угловой коэффициент, полученный традиционным методом анализа данных испытания скважины, которая расположена в пласте, подвергнутом гидроразрыву, слишком сильно занижен, а расчетное значение углового коэффициента монотонно снижается с увеличением длины разрыва. Эта зависимость поведения графика давления от длины разрыва проиллюстрирована на расчетных кривых Хорнера для исследования с нарастанием давления, полученных Расселом и Труттом (Russell и Truitt) и представленных на рис. 1.81. На рис. 1.81 отражено влияние длины проникновения раз-

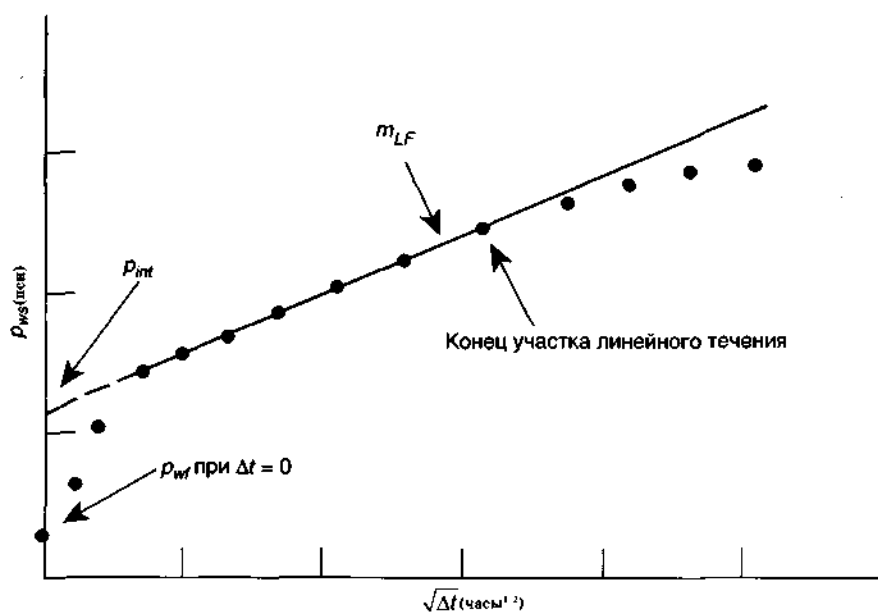


Рис. 1.80. Проявления скин-эффекта на графике квадратных корней

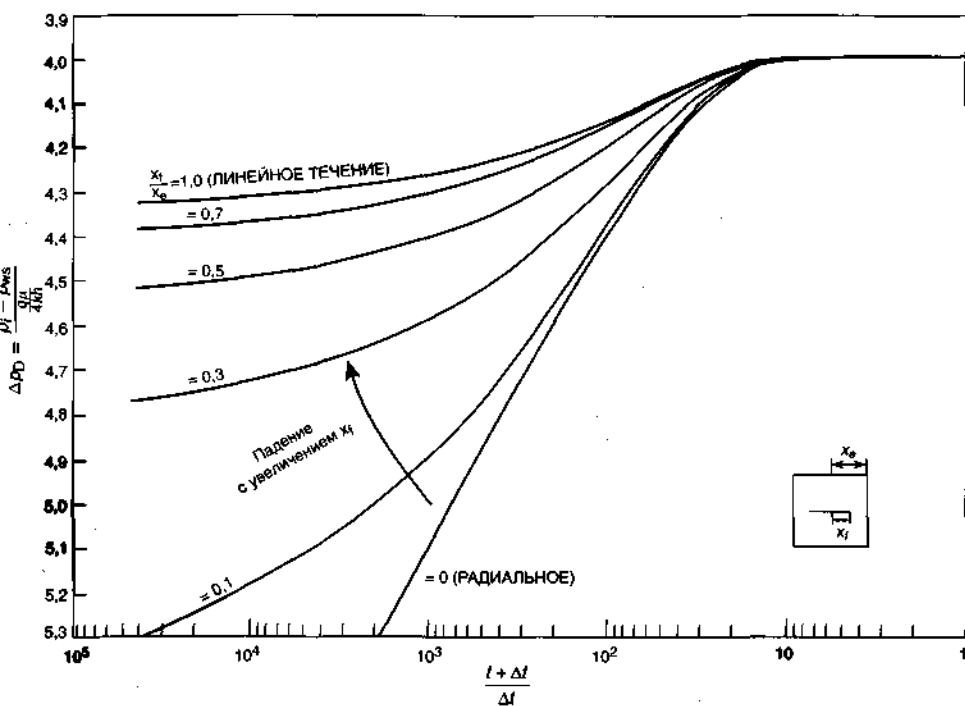


Рис. 1.81. Коллектор с вертикальными разрывами, расчетные кривые нарастания давления (по данным: Russell и Truitt, 1964)

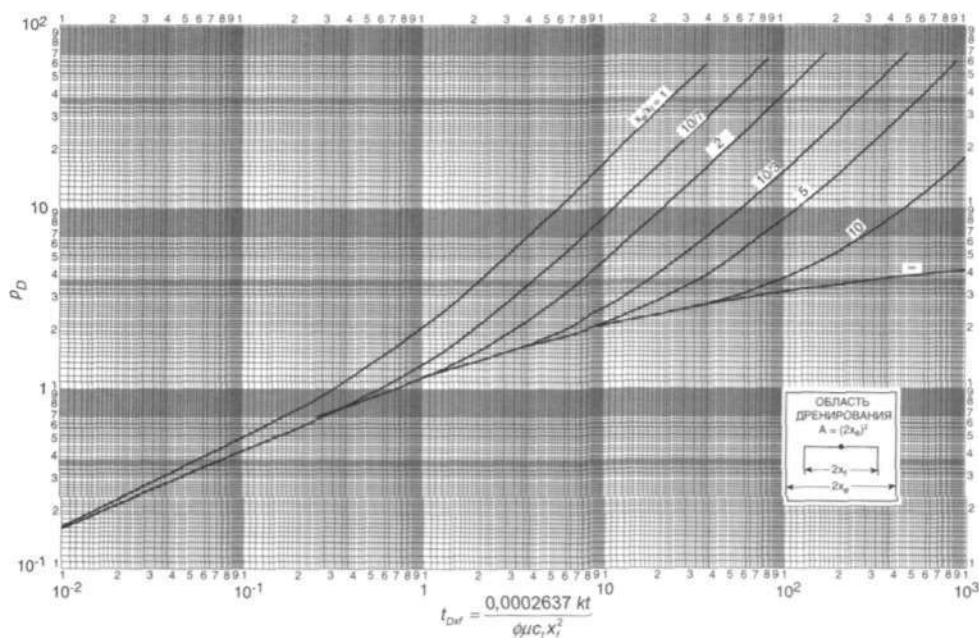


Рис. 1.82. Безразмерное давление для скважины, расположенной в центре закрытой области дренирования квадратной формы, подвергнутой вертикальному гидроразрыву, для условий отсутствия эффекта заполнения ствола скважины и бесконечной гидропроводности трещины гидроразрыва (по данным: Gringarten и соавт., 1974)

рыва к наклону кривой нарастания давления, при этом коэффициент проникновения разрыва x_f/x_e определяется как отношение половинной длины разрыва x_f к половинной длине x_e замкнутой области сканирования квадратной формы. Для разрывов с малой длиной проникновения наклон кривой нарастания давления лишь немногим меньше наклона для случая «радиального течения» в пласте без разрывов. Однако с увеличением длины проникновения разрыва в пласт наклон кривой нарастания давления монотонно уменьшается. Это приводит к получению слишком больших расчетных значений гидропроводности kh , неправильной величины среднего давления и слишком малого значения скин-фактора. Очевидно, чтобы учесть влияние длины разрыва на характер кривой давления для стадии бесконечного пласта, следует применить модифицированный метод обработки и интерпретации данных. В большинстве встречающихся в литературе модифицированных методик используются процессы итерации. Метод подбора совпадающих типовых кривых и прочие методики построения специальных графиков считаются в нефтедобывающей отрасли точными и удобными для анализа данных давления для скважин в пластах, подвергнутых гидроразрыву. Этот вопрос кратко рассмотрен ниже.

Альтернативным и удобным методом анализа данных давления в переходном нестационарном режиме для скважин в пластах, подвергнутых гидроразрыву, является подбор типовых кривых. Метод подбора совпадающих типовых кривых основан на построении графиков разности давления Δp от времени в тех же по размеру координатах, что и выбранные типовые кривые, и на последующем выборе наиболее совпадающей типовой кривой. Грингартен (Gringarten) и др. (1974) построили типовые кривые, показанные на рис. 1.82 и 1.83, для вертикального разрыва с бесконечной гидропроводностью и вертикального разрыва с равномерным притоком, соответственно, в области дренирования скважины квадратной формы. На обоих рисунках представлены двойные логарифмические графики безразмерного падения давления p_d (его также называют безразмерным давлением в стволе скважины p_{wd}) от безразмерного времени t_{Dxf} . Решения для разрыва отражают начальный участок, относящийся к линейному одномерному течению, для которого давление является функцией квадратного корня из времени. Как говорилось выше, в логарифмических координатах эта стадия течения характеризуется прямой с угловым коэффициентом 1/2. При t_{Dxf} от 1 до 3 формируется псевдоразливное те-

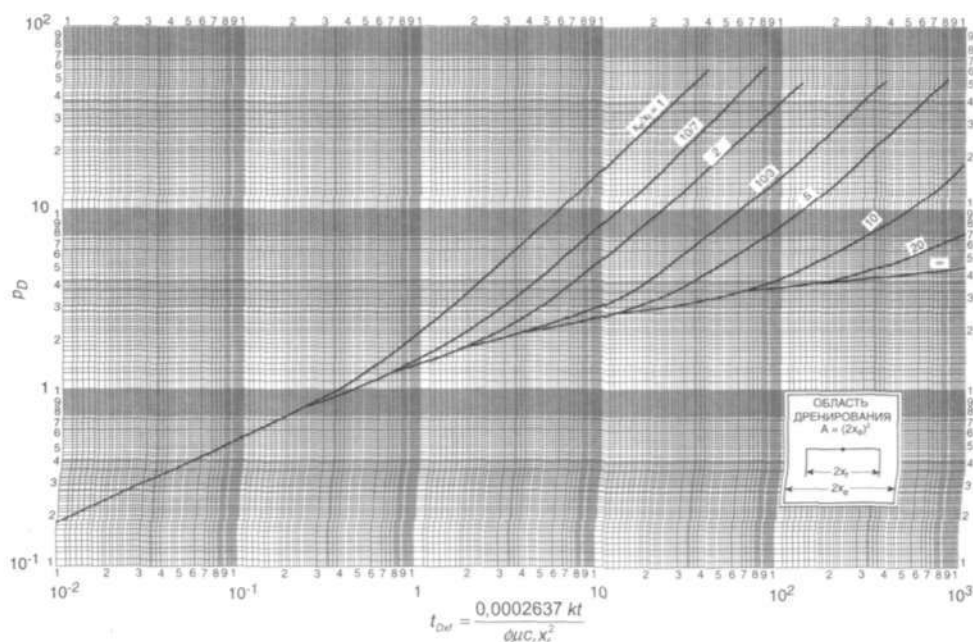


Рис. 1.83. Безразмерное давление для скважины, расположенной в центре закрытой области дренирования квадратной формы, подвергнутой вертикальному гидроразрыву, для условий отсутствия эффекта заполнения ствола скважины и разрыва с равномерным притоком (по данным: Gringarten и соавт., 1974)

чение в бесконечном пласте. В конечном итоге все решения достигают псевдостационарного состояния.

Во время процесса совмещения выбирается точка совмещения, безразмерные параметры этой точки на осях типовой кривой используются для расчета проницаемости пласта и длины трещины разрыва по формулам:

$$k = \frac{141,2QB\mu}{h} \left[\frac{p_D}{\Delta p} \right]_{MP} \quad [1.5.43]$$

$$x_f = \sqrt{\frac{0,0002637k}{\phi\mu C_i} \left(\frac{\Delta t}{t_{Dxy}} \right)_{MP}} \quad [1.5.44]$$

Для высоких значений x_e/x_f Грингартен (Gringarten) с соавторами предложили приближенно определять кажущийся радиус ствола скважины r_w' по формуле:

$$r_w' = \frac{x_f}{2} = r_w e^{-s}.$$

Таким образом, скин-фактор определяется по формуле:

$$s = \ln \left(\frac{2r_w'}{x_f} \right). \quad [1.5.45]$$

Эрларег (Earlougher, 1977) показал, что если все данные исследований укладываются на линию с угловым коэффициентом 1/2 на графике $\log \Delta p$ от $\log(\text{времени})$, т. е. продолжительность исследований была недостаточной, чтобы достичь стадии псевдораздильного течения в бесконечном пласте, проницаемость пласта k нельзя рассчитать по совпадающей типовой кривой или полулогарифмическому графику. Эта ситуация часто возникает на газовых скважинах, расположенных в газоносном коллекторе с малой проницаемостью. Однако можно рассчитать верхний предел проницаемости и минимальную длину разрыва по последней точке линии с угловым коэффициентом 1/2, т. е. $(\Delta p)_{\text{last}}$ и $(t)_{\text{last}}$, по формуле:

$$k \leq \frac{30,358QB\mu}{h(\Delta p)_{\text{last}}}. \quad [1.5.46]$$

$$x_f \geq \sqrt{\frac{0,01648k(t)_{\text{last}}}{\phi\mu C_i}}. \quad [1.5.47]$$

Две приведенные выше формулы действительны только для $x_e/x_i \gg 1$ и для разрывов с бесконечной гидропроводностью. Для разрывов с равномерным притоком вместо констант 30,358 и 0,01648 используются константы 107,312 и 0,001648.

Чтобы проиллюстрировать применение типовых кривых Грингартена для анализа данных исследований скважины, авторы привели следующий пример:

Пример 1.38. Ниже в таблице приведены данные исследований скважины с нарастанием давления для разрыва с бесконечной гидропроводностью:

Δt (часы)	p_{ws} (пси)	$p_{ws} - p_{wf при \Delta t} = 0$ (пси)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$
0,000	3420,0	0,0	0,0
0,083	3431,0	11,0	93 600,0
0,167	3435,0	15,0	46 700,0
0,250	3438,0	18,0	31 200,0
0,500	3444,5	24,5	15 600,0
0,750	3449,0	29,0	10 400,0
1,000	3542,0	32,0	7800,0
2,000	3463,0	43,0	3900,0
3,000	3471,0	51,0	2600,0
4,000	3477,0	57,0	1950,0
5,000	3482,0	62,0	1560,0
6,000	3486,0	66,0	1300,0
7,000	3490,0	70,0	1120,0
8,000	3495,0	75,0	976,0
9,000	3498,0	78,0	868,0
10,000	3500,0	80,0	781,0
12,000	3506,0	86,0	651,0
24,000	3528,0	108,0	326,0
36,000	3544,0	124,0	218,0
48,000	3555,0	135,0	164,0
60,000	3563,0	143,0	131,0
72,000	3570,0	150,0	109,0
96,000	3582,0	162,0	82,3
120,000	3590,0	170,0	66,0
144,000	3600,0	180,0	55,2
192,000	3610,0	190,0	41,6
240,000	3620,0	200,0	33,5

Прочие исходные данные:

$p_i = 3700$; $r_w = 0,28$ фут;
 $\phi = 12\%$; $h = 82$ фут;
 $C_i = 21 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$; $\mu = 0,65$ сП;
 $B = 1,26$ пл. барр./ст. барр.;
 $Q = 419$ ст. барр./сут.;
 $t_p = 7800$ часов.

площадь области дренирования = 1600 акр [6,47 кв. км] (разработана неполностью).

Требуется рассчитать:

- проницаемость;
- половинную длину разрыва x_e ;
- скин-фактор.

Решение.

Шаг 1. Построим на кальке график Δp от Δt в тех же координатах, что и типовые кривые Грингартена на рис. 1.82. Наложим кальку на типовые кривые, как показано на рис. 1.84, и выберем следующие точки совмещения:

$$(\Delta p)_{MP} = 100 \text{ пси.}$$

$$(\Delta t)_{MP} = 10 \text{ часов.}$$

$$(p_b)_{MP} = 1,22.$$

$$(t_D)_{MP} = 0,68.$$

Шаг 2. Рассчитаем k и x_e по формулам 1.5.43 и 1.5.44:

$$k = \frac{141,2 Q B \mu \left[\frac{p_b}{\Delta p} \right]_{MP}}{h} =$$

$$= \frac{(141,2)(419)(1,26)(0,65) \left[\frac{1,22}{100} \right]}{(82)} = 7,21 \text{ мД.}$$

$$x_e = \sqrt{\frac{0,0002637 k \left(\frac{\Delta t}{t_{Dxt}} \right)_{MP}}{\phi \mu C_i}} =$$

$$= \sqrt{\frac{0,0002637 (7,21) \left(\frac{10}{0,68} \right)}{(0,12)(0,65)(21 \times 10^{-6})}} = 131 \text{ фут.}$$

Шаг 3. Рассчитаем скин-фактор по формуле 1.5.45:

$$s = \ln \left(\frac{2r_w}{x_i} \right) \approx$$

$$= \ln \left[\frac{(2)(0,28)}{131} \right] = 5,46.$$

Шаг 4. Определим приблизительное время начала прямого участка в полулогарифмических координатах на основе критерия Грингартена и др. Тогда:

$$t_{Dx_i} = \left[\frac{0,0002637 k}{\phi \mu C_i x_i^2} \right] t \geq 3,$$

или:

$$t \geq \frac{(3)(0,12)(0,68)(21 \times 10^{-6})(131)^2}{(0,0002637)(7,21)} \geq 50 \text{ часов.}$$

Для расчета проницаемости и скин-фактора методом обычного графика Хорнера можно использовать все данные, полученные после 50-часовой отметки.

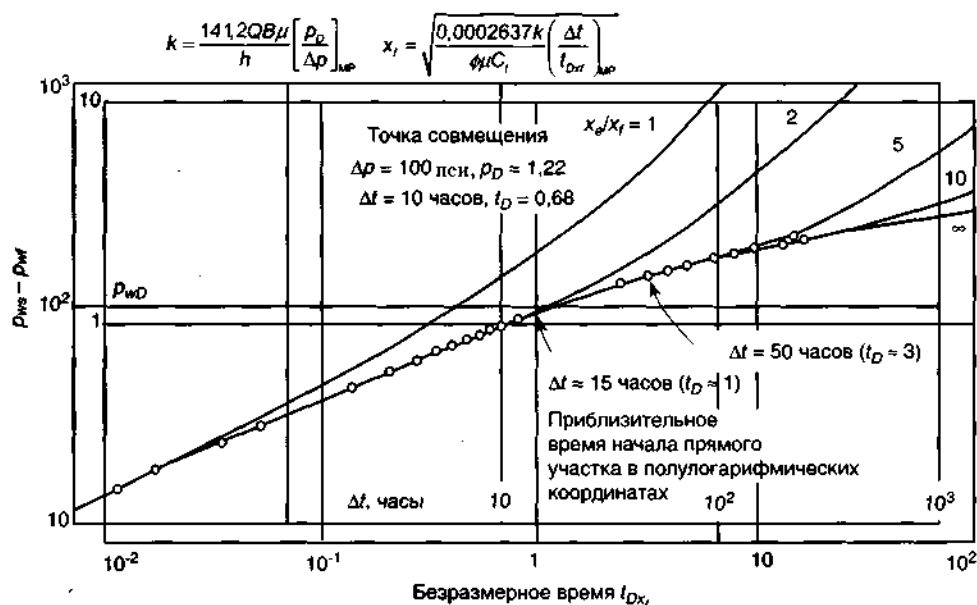


Рис. 1.84. Совпадающая типовая кривая. Данные взяты из примера 1.38 (©1974 SPE, Gringarten и соавт., SPEJ, август 1974)

На рис. 1.85 показан график Хорнера со следующими параметрами:

$m = 95$ пси/цикл;
 $p^* = 3764$ пси;
 $p_{1hr} = 3395$ пси;
 $k = 7.16$ мД;
 $s = -5.5$;
 $x_f = 137$ фут.

Синко и Саманьо (Cinco и Samaniego, 1981) построили семейство типовых кривых, см. рис. 1.86, для вертикального разрыва с бесконечной гидропроводностью. Предлагаемые типовые кривые построены для билинейного течения в ТВ-диапазоне от 0,1п до 1000л. Основной особенностью этого графика является то, что для всех значений F_{CD} стадия билинейного течения (угловой коэффициент 1/4) и стадия формирования линейного течения (угловой коэффициент 1/2) представлены одной кривой. Обратите внимание, что между стадиями билинейного и линейного одномерного течения имеется переходный период. Пунктирной линией на этом рисунке приблизительно показана точка начала стадии псевдо радиального течения в бесконечном пласте.

По данным давления строится график $\log(\Delta p)$ от $\log(t)$, для которого подбирается совпадающая типовая кривая, характеризующаяся безразмерной гидропроводностью разрыва $(F_{CD})_{MP}$ и точки совмещения:

- $(\Delta p)_{MP}$, $(p_D F_{CD})_{MP}$;
- $(t)_{MP}$, $(t_{Dx_i} F_{CD}^2)_{MP}$;
- конец стадии билинейного течения $(t_{BI})_{MP}$;
- начало стадии линейного одномерного течения $(t_{MF})_{MP}$;
- начало прямого участка в полулогарифмических координатах $(t_{MI})_{MP}$.

На основе найденной совпадающей типовой кривой можно рассчитать F_{CD} и x_f .

Для нефти:

$$F_{CD} = \left[\frac{141.2QB\mu}{hk} \right] \frac{(p_D F_{CD})_{MP}}{(\Delta p)_{MP}} \quad [1.5.48]$$

Для газа:

$$F_{CD} = \left[\frac{1424QT}{hk} \right] \frac{(p_D F_{CD})_{MP}}{(\Delta m(p))_{MP}} \quad [1.5.49]$$

Половина длина разрыва рассчитывается по формуле:

$$x_f = \left[\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_i} \right] \frac{(t)_{MP} (F_{CD})_{MP}^2}{(t_{Dx_i} F_{CD}^2)_{MP}} \quad [1.5.50]$$

Пусть безразмерный эффективный радиус ствола скважины r_{wD} равен отношению приведенного радиуса ствола скважины r_w к половинной длине трещины разрыва x_f , т. е. $r_{wD} = r_w/x_f$. Синко и Саманьо (Cinco и Samaniego) ввели в выражение для r_{wD} поправку на безразмерную гидропроводность разрыва F_{CD} и пред-

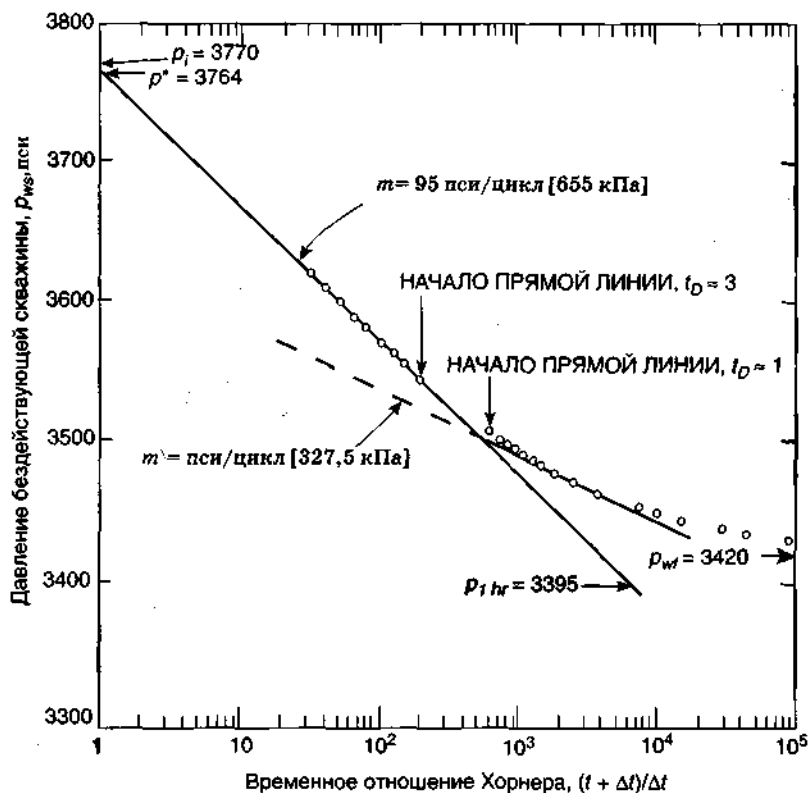


Рис. 1.85. График Хорнера для вертикального разрыва (бесконечная гидропроводность)

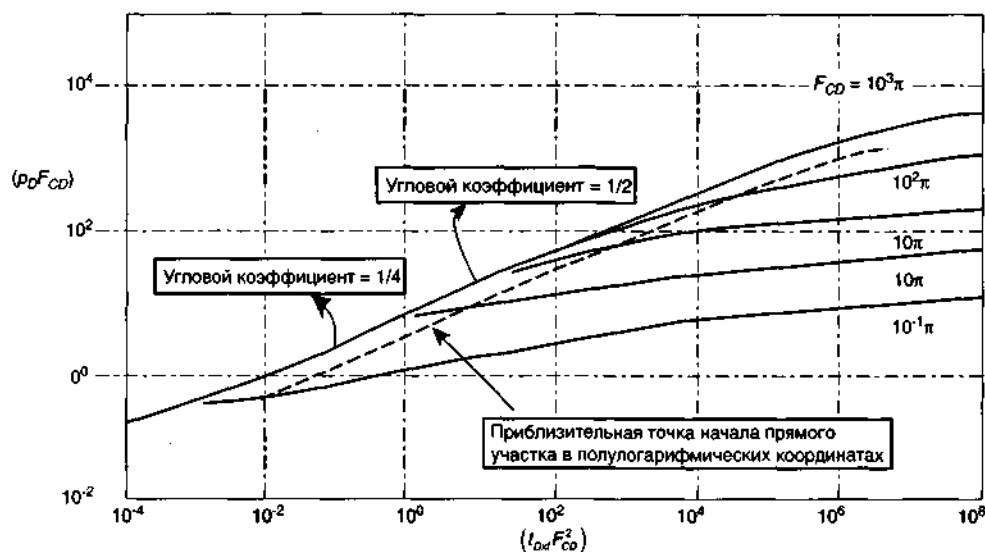


Рис. 1.86. Типовая кривая для газовых скважин в пластах, подвергнутых вертикальному гидроразрыву (по данным: Cinco и Samaniego, 1961)

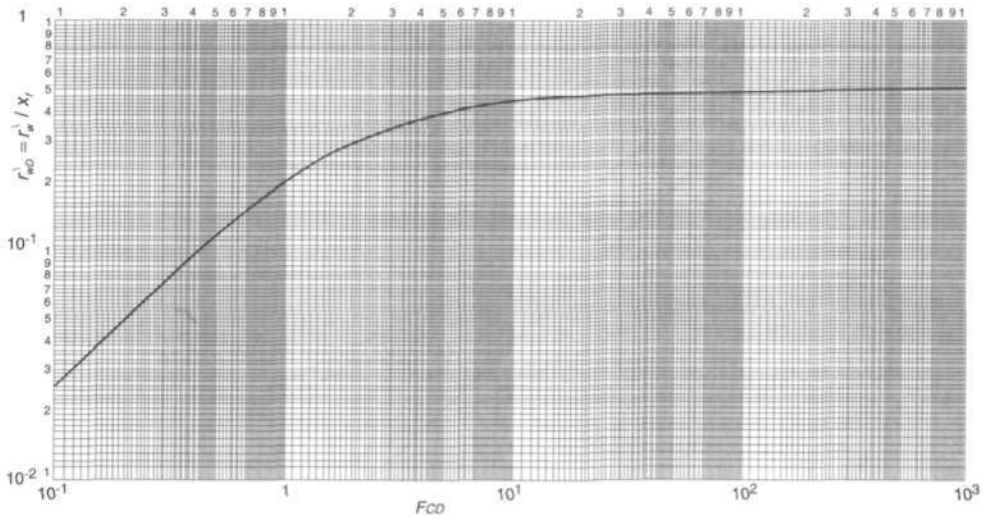


Рис. 1.87. График эффективного радиуса ствола скважины от безразмерной гидропроводности трещины для скважин в пластах, подвергнутых вертикальному гидроразрыву (по данным: Cinco и Samaniego, 1981)

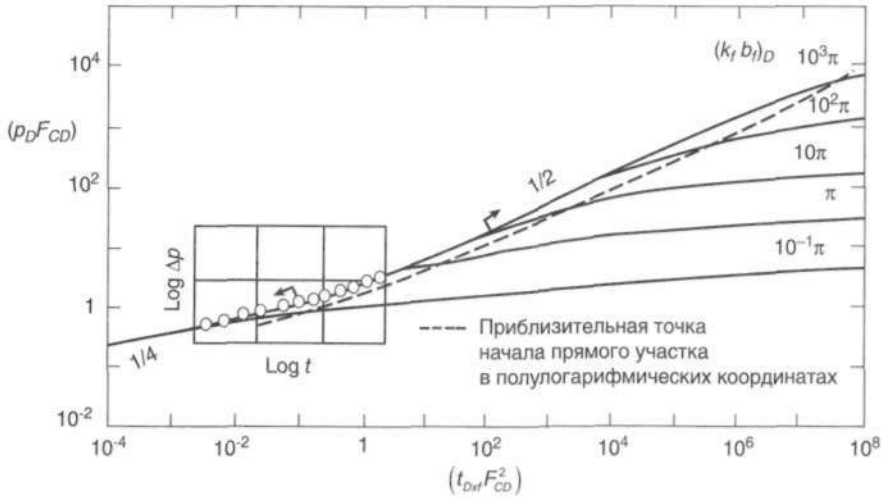


Рис. 1.88. Типовая кривая, совпадающая с графиком билинейного и переходного течения (по данным: Cinco и Samaniego, 1981)

ставили результат в графической форме, как показано на рис. 1.87.

Из рис. 1.87 видно, что когда безразмерная гидропроводность разрыва превышает 100, безразмерный эффективный радиус ствола скважины r_{wD}^* не зависит от гидропроводности разрыва и имеет фиксированное значение 0,05. То есть для $F_{CD} > 100$ $r_{wD}^* = 0,05$. Приве-

денный радиус ствола скважины в зависимости от скин-фактора разрыва s_f выражается следующей формулой:

$$r_w^* = r_w e^{-s_f}.$$

Подставив r_{wD}^* в приведенное выше выражение и решив его относительно s_f , получим:

$$s_f = \ln \left[\left(\frac{r_f}{r_w} \right) r_{wD}^2 \right].$$

Для $F_{CD} > 100$ выражение примет вид:

$$s_f = -\ln \left(\frac{r_f}{2r_w} \right),$$

где:

s_f — скин-фактор, обусловленный гидро-разрывом;

r_w — радиус ствола скважины, фут.

Необходимо иметь в виду, что для получения более точных результатов при расчетах параметров разрыва и пласта для различных режимов течения необходимо использовать специальные графики анализа. Синко и Саманьего (Cinco и Samaniego) для иллюстрации применения построенных ими типовых кривых при определении параметров разрыва и пласта использовали следующие данные исследований с нарастанием давления.

Пример 1.39. Ниже для удобства приведены данные исследований с нарастанием давления из примера 1.36:

$Q = 7350$ млн ст. фут³/сут.; $t_p = 2640$ часов;

$h = 118$ фут; $\phi = 0,10$;

$k = 0,025$ мД; $\mu = 0,0252$;

$T = 690^\circ\text{R}$; $c_f = 0,129 \times 10^{-3}$ пси⁻¹;

$p_{wf, \text{при } t=0} = 1320$ пси; $r_w = 0,28$ фут.

Данные исследований с нарастанием давления представлены в виде следующих двух графиков:

(1) Двойной логарифмический график $\Delta m(p)$ от $(\Delta t)^{1/4}$, как показано выше на рис. 1.73.

(2) Двойной логарифмический график $\Delta m(p)$ от (Δt) , наложенный на совпадающую типовую кривую с рис. 1.86, как показано на рис. 1.88.

Требуется рассчитать параметры разрыва и пласта, выполнив обычную обработку данных исследований скважины и обработку на основе типовых кривых. Сравнить результаты.

Решение.

Шаг 1. Из графика $\Delta m(p)$ от $(\Delta t)^{1/4}$, показанного на рис. 1.73, определим:

$m_{bf} = 1,6 \times 10^8$ пси²/сП час^{1/4}.

$t_{bf} \approx 0,35$ час (начало от билинейного течения).

$t_{of} = 2,5$ hrs (конец от билинейного течения).

$\Delta m(p)_{bf} = 2,05 \times 10^8$ пси²/сП.

Шаг 2. Выполним анализ стадии билинейного течения, как показано ниже:

• По формуле 1.5.34 рассчитаем гидропроводность разрыва F_c :

$$F_c = \left[\frac{444,6QT}{m_{bf} h (\phi \mu c_f k)^{1/4}} \right]^2 = \left[\frac{444,6(7350)(690)}{(1,62 \times 10^8)(118)(0,1)(0,0252)(0,129 \times 10^{-3})(0,025)^{1/4}} \right]^2 = 154 \text{ мД-фут.}$$

• Рассчитаем безразмерную гидропроводность разрыва F_{CD} по формуле 1.5.36:

$$F_{CD} = \frac{1965,1QT}{kh\Delta m(p)_{bf}} = \frac{1965,1(7350)(690)}{(0,025)(118)(2,02 \times 10^8)} = 16,7.$$

• Рассчитаем половинную длину разрыва по формуле 1.5.21:

$$x_f = \frac{F_c}{F_{CD} k} = \frac{154}{(16,7)(0,025)} = 368 \text{ фут.}$$

• Рассчитаем безразмерное отношение r_w^2/x_f , из рис. 1.86:

$$\frac{r_w^2}{x_f} = 0,46.$$

• Рассчитаем приведенный радиус ствола скважины r_w^* :

$$r_w^* = (0,46)(368) = 169 \text{ фут.}$$

• Рассчитаем кажущийся скин-фактор:

$$s = \ln \left(\frac{r_w^*}{r_w} \right) = \ln \left(\frac{0,28}{169} \right) = -6,4.$$

Шаг 3. Выполним анализ с помощью типовой кривой, как показано ниже:

• Выберем точки совмещения по рис. 1.88, тогда:

$$\Delta m(p)_{MP} = 10^8 \text{ пси/сП.}$$

$$(p_D F_{CD})_{MP} = 6,5.$$

$$(\Delta t)_{MP} = 1 \text{ час.}$$

$$[t_{Dfr} (F_{CD})^2]_{MP} = 3,69 \times 10^{-2}.$$

$$t_{ebf} = 0,35 \text{ часа.}$$

$$t_{obf} = 2,5 \text{ часа.}$$

• Рассчитаем F_{CD} по формуле:

$$F_{CD} = \left[\frac{1424(7350)(690)}{(118)(0,025)} \right] \frac{6,5}{(10^8)} = 15,9.$$

• Рассчитаем половинную длину разрыва по формуле 1.5.49:

$$x_i = \left[\frac{0,0002637 (0,025) (1)(15,9)^2}{(0,1)(0,0252)(0,129 \times 10^{-3}) 3,69 \times 10^{-2}} \right]^{1/2} = 373 \text{ фут.}$$

• Рассчитаем F_c по формуле 1.5.21:

$$F_c = F_{cd} x_i h = (15,9) (373) (0,025) = 148 \text{ мД фут.}$$

• Из рис. 1.86:

$$r_w^* / x_i = 0,46;$$

$$r_w^* = (373)(0,46) = 172 \text{ фут.}$$

Результаты исследований	Обработка типовой кривой	Анализ билинейного течения
F_c	148,0	154,0
x_i	373,0	368,0
F_{cd}	15,9	16,7
r_w	172,0	169,0

Метод производной давления можно эффективно использовать для идентификации стадий, характеризующихся различными режимами течений при исследованиях скважин в пластах, подвергнутых гидроразрыву. Как показано на рис. 1.89, разрыв с конечной гидропроводностью характеризуется прямым участком с угловым коэффициентом 1/4 на графиках как разности давлений Δp , так и ее производной, однако две параллельные линии отличаются друг от друга в 4 раза. Аналогично, для пласта с бесконечной гидропроводностью разности Δp и ее производной соответствуют две параллельные прямые с угловым коэффициентом 1/2, которые различаются в 2 раза (как показано на рис. 1.90).

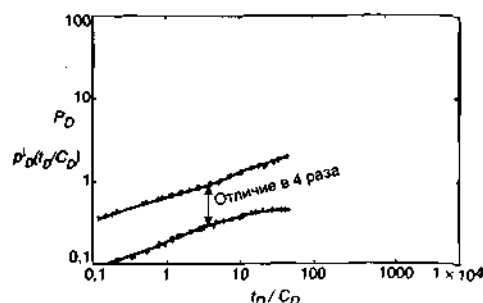


Рис. 1.89. Данные для разрыва с конечной гидропроводностью отображаются на двойном логарифмическом графике в виде прямого участка с угловым коэффициентом 1/4, то же относится к графику производной. Графики давления и производной отличаются друг от друга в четыре раза

В коллекторах с малой проницаемостью, где для повышения производительности скважин используются массивные гидроразрывы (МНР), образуются длинные вертикальные разрывы с конечной гидропроводностью. Такие скважины, как правило, эксплуатируются не с постоянным расходом, а с постоянным и низким забойным гидродинамическим давлением. Для обработки данных исследований скважин, которые эксплуатируются с постоянным гидродинамическим давлением, можно использовать диагностические графики и традиционные методики анализа данных для билинейного течения.

Формулы 1.5.27—1.5.31 можно преобразовать и представить в следующем виде. Для нефтяных скважин в пластах, подвергнутых гидроразрыву:

$$\frac{1}{Q} = \left[\frac{44,1 B \mu}{h \sqrt{F_c} (\phi \mu c k)^{1/4} \Delta p} \right] t^{1/4};$$

или в эквивалентной форме:

$$\frac{1}{Q} = m_{br} t^{1/4};$$

и:

$$\log \left(\frac{1}{Q} \right) = \log (m_{br}) + 1/4 \log (t),$$

где:

$$m_{br} = \frac{44,1 B \mu}{h \sqrt{F_c} (\phi \mu c k)^{1/4} \Delta p};$$

$$F_c = k_i w_i = \left[\frac{44,1 B \mu}{h m_{br} (\phi \mu c k)^{1/2} \Delta p} \right]^2. \quad [1.5.51]$$

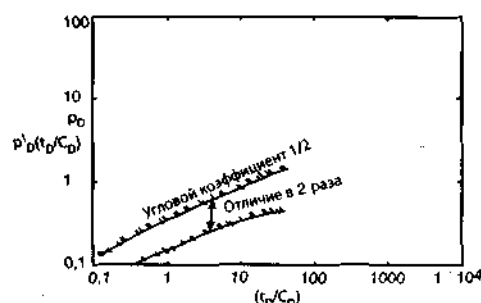


Рис. 1.90. Данные для разрыва с бесконечной гидропроводностью отображаются на двойном логарифмическом графике в виде прямого участка с угловым коэффициентом 1/2, то же относится к графику производной. Графики давления и производной отличаются друг от друга в два раза

Для газовых скважин в пластах, подвергну-
тых гидроразрыву:

$$\frac{1}{Q} = m_{gr} t^{1/4};$$

или:

$$\log\left(\frac{1}{Q}\right) = \log(m),$$

где:

$$m_{gr} = \frac{444,6T}{h\sqrt{F_c(\phi\mu c, k)^{1/4} \Delta m(p)}}$$

Решив относительно F_c , получим:

$$F_c = \left[\frac{444,6T}{hm_{gr}(\phi\mu c, k)^{1/4} \Delta m(p)} \right]^2. \quad [1.5.52]$$

С помощью следующей процедуры можно
выполнить анализ данных билинейного тече-
ния при постоянном гидродинамическом да-
влении.

Шаг 1. Построим двойной логарифмический
график $1/Q$ от t и определим, попадают ли
какие-либо данные на прямую линию с угло-
вым коэффициентом $1/4$.

Шаг 2. Если в шаге 1 какой-либо блок дан-
ных образует прямую линию с угловым коэф-
фициентом $1/4$, построим график $1/Q$ от $t^{1/4}$
в декартовой системе координат и определим
угловой коэффициент m_{gr} .

Шаг 3. Рассчитаем гидропроводность пласта
 F_c по формуле 1.5.51 или 1.5.52:

Для нефти:

$$F_c = \left[\frac{44,1B\mu}{hm_{gr}(\phi\mu c, k)^{1/4} (p_i - p_{wt})} \right]^2.$$

Для газа:

$$F_c = \left[\frac{444,6T}{hm_{gr}(\phi\mu c, k)^{1/4} [m(p_i) - m(p_{wt})]} \right]^2.$$

Шаг 4. Определим значение Q , при котором
заканчивается прямая для билинейного тече-
ния, и обозначим эту точку Q_{abt} .

Шаг 5. Рассчитаем F_{cd} по формуле 1.5.35
или 1.5.36:

Для нефти:

$$F_{cd} = \frac{194,9Q_{abt} B\mu}{kh(p_i - p_{wt})}.$$

Для газа:

$$F_{cd} = \frac{1965,1Q_{abt} T}{kh[m(p_i) - m(p_{wt})]}.$$

Шаг 6. Рассчитаем половинную длину раз-
рыва по формуле:

$$x_i = \frac{F_c}{F_{cd} k}.$$

Агарвал (Agarwal) и др. (1979) представили
типовые кривые постоянного давления для
разрывов конечной гидропроводности, как
показано на рис. 1.91. Величина, обратная
безразмерной производительности $1/Q_D$, вы-
ражается как функция безразмерного времени
 t_{Dxt} на двойном логарифмическом графике, при
этом в качестве корреляционного параметра
используется безразмерная гидропроводность
разрыва F_{cd} . Величина, обратная безразмер-
ной производительности $1/Q_D$, рассчитывается
по формуле:

Для нефтяных скважин:

$$\frac{1}{Q_D} = \frac{kh(p_i - p_{wt})}{141,2Q\mu B}. \quad [1.5.53]$$

Для газовых скважин:

$$\frac{1}{Q_D} = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wt})]}{1424QT}. \quad [1.5.54]$$

с:

$$t_{Dxt} = \frac{0,0002637kt}{\phi(\mu c_i) x_i^2}, \quad [1.5.55]$$

где:

- p_{wt} — давление в стволе скважины, пси;
- Q — дебит, ст. барр./сут. или тыс. ст. фут³/сут.;
- T — температура, °R;
- t — время, часы;

индексы:

- i — начальное значение;
- D — безразмерное значение.

В следующем примере на основе данных
Агарвала (Agarwal) и др. (1979) иллюстриру-
ется использование указанных типовых кривых.

Пример 1.40. По данным исследований с на-
растанием давления до гидроразрыва, которые
выполнялись на скважине, добывающей из га-
зоносного пласта с малой проницаемостью,
получено значение проницаемости пласта
в 0,0081 мД. После обработки массивов данных
гидроразрывом (МНГ) эксплуатация скважи-
ны осуществлялась при постоянном давлении,
полученные данные производительности и вре-
мени приведены в таблице ниже.

Имеются также следующие дополнительные
данные:

- $p_i = 2394$ пси [16,5 МПа];
- $\Delta m(p) = 396 \times 10^6$ пси²/сП;
- $h = 32$ фут [9,75 м]; $\phi = 0,107$;
- $T = 720$ °R [900 МПа];

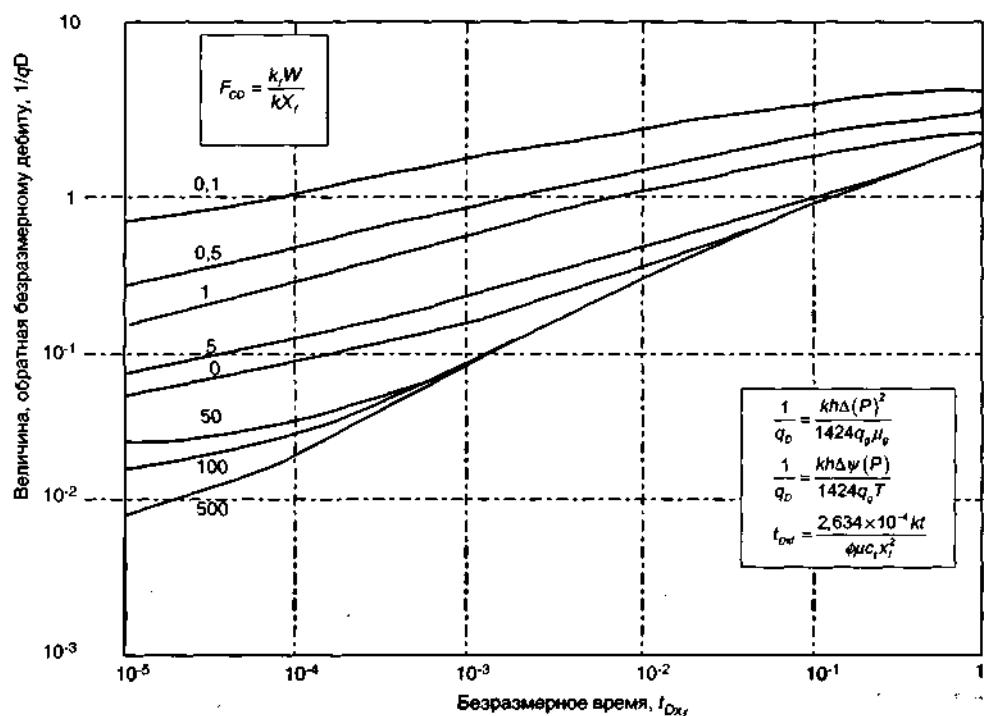


Рис. 1.91. Двойной логарифмический график, кривые для вертикальных разрывов с конечной гидропроводностью при постоянном давлении в стволе скважины (по данным: Agarwal и др., 1979)

t (сутки)	Q (тыс. ст. фут ³ /сут.)	$1/Q$ (сутки/тыс. ст. фут ³)
20	625	0,00160
35	476	0,00210
50	408	0,00245
100	308	0,00325
150	250	0,00400
250	208	0,00481
300	192	0,00521

$c_r = 2,34 \times 10^{-4}$ пси⁻¹;
 $\mu_i = 0,0176$ сП; $k = 0,0081$ мД.

Требуется определить:

- половинную длину разрыва x_r ;
- гидропроводность пласта, F_{co} .

Решение.

Шаг 1. Построим на кальке график $1/Q$ от t , как показано на рис. 1.92, используя двойные

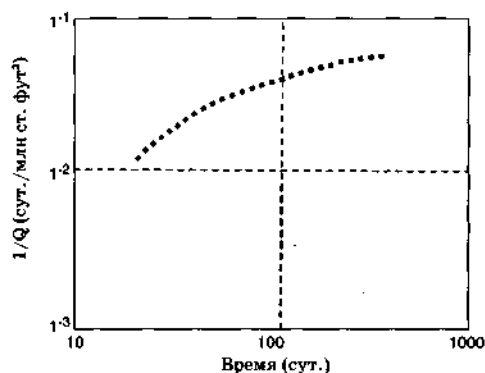


Рис. 1.92. График величины, обратной сглаженной производительности, от времени для масштабированного гидроразрыва, пример 1.42

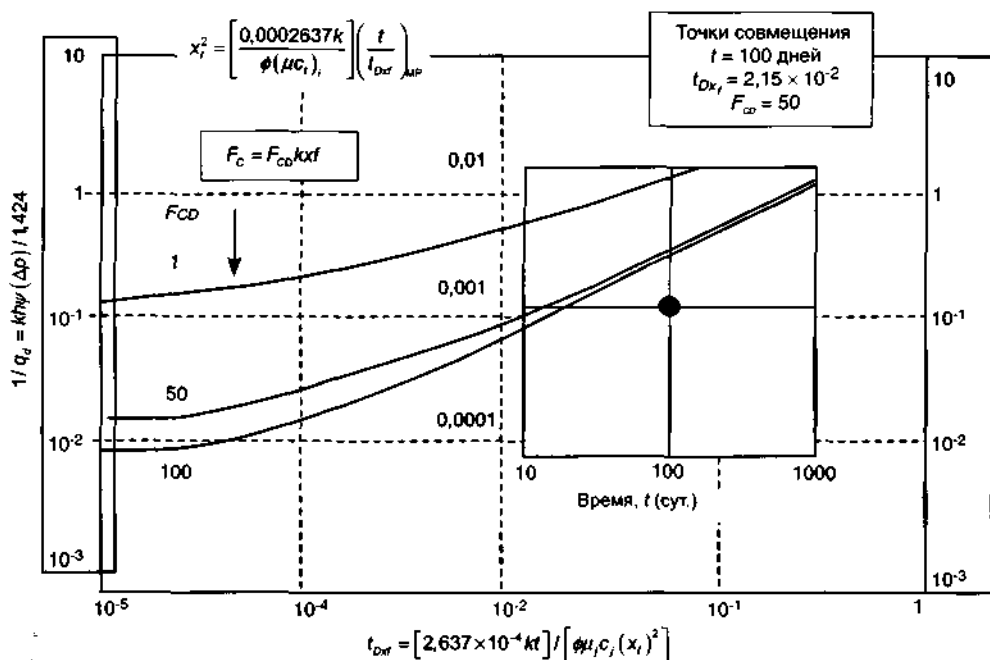


Рис. 1.93. Типовая кривая, совпадающая с графиком для газовой скважины в пласте, подвергнутом массивному гидроразрыву, пример 1.42



Рис. 1.94. Решение граничной задачи методом зеркальных отображений

логарифмические координаты, идентичные координатам типовых кривых.

Шаг 2. Воспользуемся исходными значениями k , h и $\Delta m(p)$, произвольным образом выбрав удобное значение дебита и рассчитав соответ-

ствующее значение $1/Q_D$. Выберем значение $Q=1000$ тыс. ст. фут³/сут. [28,3 тыс. ст. м³/сут.] и рассчитаем соответствующее значение $1/Q_D$ по формуле 1.5.54:

$$\frac{1}{Q_D} = \frac{kh\Delta m(p)}{1424QT} = \frac{(0,0081)(32)(396 \times 10^6)}{1424(1000)(720)} = 0,1.$$

Шаг 3. Таким образом, точка $1/Q=10^{-3}$ на оси y построенного на кальке графика фиксирована по отношению к величине $1/Q_D=0,1$ на оси y типовой кривой, как показано на рис. 1.93.

Шаг 4. Переместим кальку по горизонтали параллельно оси x до совмещения кривых. Тогда:

$$\begin{aligned} t &= 100 \text{ суток} = 2400 \text{ часов;} \\ t_{Dst} &= 2,2 \times 10^{-2}; \\ F_{CD} &= 50. \end{aligned}$$

Шаг 5. Рассчитаем половинную длину разрыва по формуле 1.5.55:

$$x_f^2 = \left[\frac{0,0002637k}{\phi(\mu c_f)_i} \right] \left(\frac{t}{t_{Dst}} \right)_{MP} =$$

$$= \left[\frac{0,0002637 (0,0081)}{(0,107)(0,0176)(2,34 \times 10^{-4})} \right] \left(\frac{2400}{2,2 \times 10^{-2}} \right) =$$

$$= 528174;$$

$$x_r = 727 \text{ фут.}$$

Следовательно, общая длина разрыва составляет:

$$2x_r = 1454 \text{ фут.}$$

Шаг 6. Рассчитаем гидропроводность разрыва по формуле 1.5.2:

$$F_c = F_{cd} k x_r = (50)(0,0081)(727) = 294 \text{ мД-фут.}$$

Следует отметить, что если данные исследований с нарастанием давления, проведенных до гидроразрыва, отсутствуют, для надлежащего совмещения кривых кальку придется переместить вдоль как по оси x , так и по оси y . Поэтому очень важно определить kh по данным исследований до гидроразрыва.

Непроводящие сбросы или непроницаемые барьеры

Одним из наиболее важных применений исследований кривых восстановления давления является определение или подтверждение наличия непроницающих сбросов или прочих непроницаемых барьеров. Если рядом с исследуемой скважиной находится непроницающий сброс, он существенно влияет на регистрируемое поведение давления в скважине во время исследований с нарастанием (восстановлением) давления. Этот характер изменения давления можно описать математически, применив принцип суперпозиции аналогично тому, как это делается в методе зеркальных отображений.

На рис. 1.94 показана исследуемая скважина, расположенная на расстоянии L от непроницающего сброса. Применив метод отображений, как показано на рис. 1.2.157, получим следующую зависимость падения давления от времени t :

$$(\Delta p)_{\text{total}} = \frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87 s \right] - \left(\frac{70,6 Q_o B \mu_o}{kh} \right) \text{Ei} \left(- \frac{948 \phi \mu c_r (2L)^2}{kt} \right)$$

Когда обе скважины, исследуемая и фиктивная, закрыты для проведения исследований с нарастанием давления, можно применить принцип суперпозиции к формуле 1.2.57, чтобы спрогнозировать увеличение давления на интервале Δt :

$$p_{ws} = p_i - \frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] =$$

$$= - \left(\frac{70,6 Q_o B \mu_o}{kh} \right) \text{Ei} \left[\frac{-948 \phi \mu c_r (2L)^2}{kt_p + \Delta t} \right] = - \left(\frac{70,6 (-Q_o) B \mu_o}{kh} \right) \text{Ei} \left[\frac{-948 \phi \mu c_r (2L)^2}{k \Delta t} \right]. \quad [1.5.56]$$

Как говорилось выше, интегральную показательную функцию $\text{Ei}(-x)$ при $x < 0,01$ можно упростить с применением формулы 1.2.68:

$$\text{Ei}(-x) = \ln(1,781x).$$

Функцию $\text{Ei}(-x)$ для значений x выше 10,9 можно принять равным нулю, т. е. $\text{Ei}(-x) = 0$ при $x > 10,9$. Обратите внимание, что выражение $(2L)^2$ достаточно велико, поэтому на начальных стадиях исследования с нарастанием давления, когда Δt мало, последние два члена можно принять равными нулю, т. е.:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right], \quad [1.5.57]$$

что, по сути, является обычной формулой Хорнера с прямым участием в полулогарифмических координатах:

$$m = \frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh}$$

Если время остановки скважины достаточно велико, чтобы функция Ei точно описывалась логарифмической аппроксимацией, формула 1.5.56 принимает вид:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] = - \frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right].$$

Преобразуем эту формулу, объединив члены. Тогда:

$$p_{ws} = p_i - 2 \left(\frac{162,6 Q_o B \mu_o}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right].$$

Упростим:

$$p_{ws} = p_i - 2m \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]. \quad [1.5.58]$$

На основе анализа формул 1.5.57 и 1.5.58 можно сделать три заключения:

(1) На начальной стадии после закрытия во время исследований с нарастанием давления формула 1.5.57 описывает прямой участок графика Хорнера с наклоном, идентичным наклону графика для пласта без непроницающего сброса.

(2) При более длительных периодах остановки данные образуют *второй прямой участок* графика Хорнера с угловым коэффициентом, вдвое большим, чем для первой линии, т. е. наклон второго участка равен $2m$. Наличие на кривой исследований с нарастанием давления второго прямого участка с угловым коэффициентом, вдвое большим, чем для первой линии, позволяет говорить о наличии в пласте непроницающего сброса.

(3) Период остановки, необходимый для достижения прямого участка с двойным угловым коэффициентом, можно ориентировочно определить из следующего выражения:

$$\frac{948\phi\mu c_i(2L)^2}{k\Delta t} < 0,01.$$

Решив относительно Δt , получим:

$$\Delta t > \frac{380000\phi\mu c_i L^2}{k},$$

где:

Δt — минимальное время остановки, часы;
 k — проницаемость, мД;
 L — расстояние от скважины до непроницающего сброса, фут.

Обратите внимание, что значение p^* , которое используется при расчете среднего давления $\bar{p}$ по области дренирования, определяется экстраполяцией *второго прямого участка на единичное временное отношение*, т. е. на $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1,0$. Проницаемость и скин-фактор рассчитываются обычным способом, описанным выше, с помощью наклона *первого прямого участка*.

Грей (Gray, 1965) предположил, что для случая, когда наклон графика данных исследо-

ваний с восстановлением давления достигает удвоенного значения, как схематично показано на рис. 1.95, расстояние L от скважины до непроницающего сброса можно рассчитать, определив время Δt_s , т. е. точку пересечения прямых участков в полулогарифмических координатах. То есть:

$$L = \sqrt{\frac{0,000148k\Delta t_s}{\phi\mu c_i}}. \quad [1.5.59]$$

Ли (Lee, 1982) проиллюстрировал методику Грея на следующих примерах.

Пример 1.41. Для подтверждения наличия непроницающего сброса вблизи вновь пробуренной скважины были проведены исследования с восстановлением давления. Данные исследований приведены ниже в таблице:

Δt (часы)	p_{ws} (пси)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$
6	3996	47,5
8	4085	35,9
10	4172	28,9
12	4240	24,3
14	4298	20,9
16	4353	18,5
20	4435	15,0
24	4520	12,6
30	4614	10,3
36	4700	8,76
42	4770	7,65
48	4827	6,82
54	4882	6,17
60	4931	5,65
66	4975	5,23

Также имеются следующие исходные данные:

$\phi = 0,15$; $\mu_o = 0,6$ сП;
 $c_i = 17 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$; $r_w = 0,5$ фут;
 $Q_o = 1221$ ст. барр./сут.; $h = 8$ фут;
 $B_o = 1,31$ пл. барр./ст. барр.

Всего перед закрытием скважины было добыто 14 206 ст. барр. нефти. Определить, существует ли непроницающий сброс и каково расстояние до него от скважины.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем общую продолжительность добычи t_p :

$$t_p = \frac{24N_p}{Q_o} = \frac{(24)(14206)}{1221} = 279,2 \text{ часов.}$$

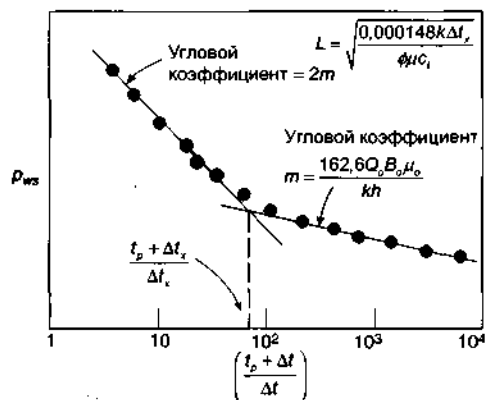


Рис. 1.95. Теоретический график Хорнера для пласта с непроницающим сбросом

Шаг 2. Построим график p_{ws} от $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, как показано на рис. 1.96. На графике четко видны два прямых участка, угловой коэффициент первого составляет 650 пси/цикл, а второго — 1300 пси/цикл. Обратите внимание, что наклон второго участка вдвое больше чем первого, что указывает на наличие непроницающей сброса.

Шаг 3. Используя угловой коэффициент первого участка, рассчитаем проницаемость k :

$$k = \frac{162,6 Q_o B_o \mu_o}{mh} = \frac{162,6(1221)(1,31)(0,6)}{(650)(8)} = 30 \text{ мД.}$$

Шаг 4. Определим временное отношение на графике Хорнера, найдя точку пересечения двух прямых участков в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 1.96. Тогда:

$$\frac{t_p + \Delta t_x}{\Delta t_x} = 17,$$

или:

$$\frac{279,2 + \Delta t_x}{\Delta t_x} = 17,$$

откуда:

$$\Delta t_x = 17,45 \text{ часов.}$$

Шаг 5. Рассчитаем расстояние L от скважины до непроницающей сброса по формуле 1.5.59:

$$L = \sqrt{\frac{0,000148 k \Delta t_x}{\phi \mu c_i}} = \sqrt{\frac{0,000148(30)(17,45)}{(0,15)(0,6)(17 \times 10^{-6})}} = 225 \text{ фут.}$$

Количественная интерпретация кривых нарастания (восстановления) давления

График Хорнера с момента его первого применения в 1951 г. стал самым широко применяемым средством для обработки кривых восстановления давления. Другим широко используемым инструментом для обработки данных гидродинамических исследований является двойной логарифмический график изменения давления Δp от времени. Экономидес (Economides, 1988) показал, что этот двойной логарифмический график выполняет две следующие задачи:

- 1) данные могут совпадать с типовыми кривыми;
- 2) по типовым кривым можно определить ожидаемые особенности для данных давления в переходный период для широкого спектра скважин и пластов.

Визуальное представление, которое дает двойной логарифмический график, в значительной степени усиливается применением производных давления, которые отражают изменения наклона данных нарастания давления от времени. Когда данные образуют прямой участок в полулогарифмических координатах, график производной давления представляет собой константу. Это означает, что график производной давления для истинного прямого участка на графике Хорнера является пологим.

Большинство инженеров-нефтяников при диагностике и выборе надлежащей интерпретационной модели для полученной кривой восстановления давления руководствуются двойным логарифмическим графиком Δp и ее производной от времени. Типы кривых, наблюдаемые на двойном логарифмическом диагностическом графике и графике Хорнера для пяти часто встречающихся особенностей притока к забою скважины, проиллюстрированы графически Экономидесом и показаны на рис. 1.97. Справа показаны кривые восстановления давления для пяти различных случаев (а—д), а слева — соответствующие этим данным графики Δp и $(\Delta p / \Delta t)$ от времени, построенные в логарифмических координатах.

Ниже приводится краткое описание пяти различных примеров кривых восстановления давления, показанных на рис. 1.97 и представленных Экономидесом (Economides, 1988).

В примере а рассмотрен наиболее часто встречающийся случай: гомогенный пласт, в котором действуют эффект заполнения ствола скважины и скин-эффект. На графике производных переходные течения с влиянием эффекта заполнения ствола скважины можно

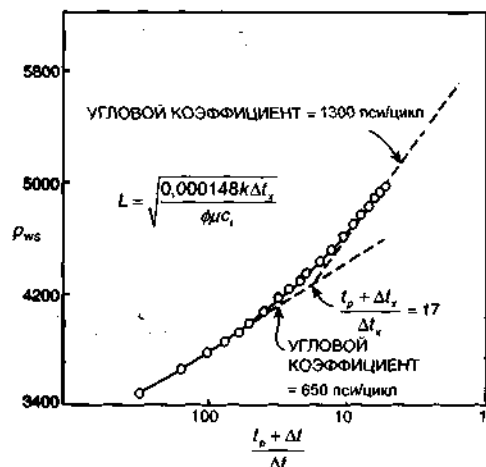


Рис. 1.96. Расчетное расстояние до границы отсутствия притока

распознавать по «горбу» на ранней стадии процесса. Пологий участок графика производной на более поздней стадии однозначно соотносится с прямым участком на графике Хорнера в полулогарифмических координатах.

В примере б показан график для пласта с бесконечной гидропроводностью, т. е. для скважины, которая проходит через трещинный коллектор. Угловые коэффициенты $1/2$ на графиках изменения давления и его производной приводят к формированию двух параллельных линий, соответствующих режиму линейного одномерного течения в трещине гидроразрыва. Пример в относится к гомогенному пласту с одиночным вертикальным плоским непроницаемым барьером или непроницаемым сбросом. Уровень пологого участка на графике второй производной в два раза превышает уровень пологого участка на графике первой производной, а на графике Хорнера этот эффект проявляется в виде знакомого уже удвоения углового коэффициента. Пример г иллюстрирует влияние замкнутого дренируемого пласта. В отличие от гидродинамических процессов при падении давления здесь на поздней стадии имеется прямой участок с единичным угловым коэффициентом, что является признаком псевдостационарного течения, при этом производная кривой восстановления давления падает до нуля. В данном примере проницаемость и скин-фактор по графику Хорнера определить нельзя, поскольку ни один из участков графика производной не является пологим. Если данные переходного периода напоминают пример г, параметры пласта можно определить только по совпадающей типовой кривой. В примере д на графике производной давления наблюдается провал, что указывает на неоднородный характер пласта — коллектора. В этом случае для псевдостационарного течения из породы в трещины гидроразрыва характеристики определяются двойной пористостью.

На рис. 1.97 четко видны величины давления и производной давления. Важное преимущество двойного логарифмического графика заключается в том, что на нем переходные процессы отображаются одинаково. Формы кривых на графиках в полулогарифмических координатах можно усилить изменением шкалы вертикальной оси. В противном случае может показаться, что большая часть данных или все данные лежат на одной линии и можно не заметить слабые изменения.

Некоторые из показанных графиков производных давления по виду аналогичны графикам для других моделей. Например, удвоение производной давления, связанное с непроницаемым сбросом (пример в), в системах с двойной пористостью может также означать переходный режим течения между структурами с различной пористостью. Резкое падение на производной кривой восстановления давления может указывать либо на замкнутую внешнюю границу, либо на внешнюю границу с постоян-

ным давлением, обусловленным наличием газовой шапки, водоносного горизонта или сетки нагнетательных скважин. Провал на графике производной давления (пример д) может свидетельствовать не о двойной пористости, а о многослойной системе. В этих и других случаях при выборе интерпретационной модели аналитик должен руководствоваться данными геологических, сейсмологических исследований и результатами анализа керна. Применение дополнительной информации позволяет более точно интерпретировать полученный набор переходных данных.

Диагностика, выполненная по кривым давления и производным давления, имеет большое значение при выполнении работ на буровой площадке. Если цель испытаний заключается в определении проницаемости и скин-фактора, испытания можно прекратить сразу после определения пологого участка на графике производной. Если осуществляется определение неоднородности или граничных эффектов в переходный период, испытания следует проводить дольше, пока полностью не будут получены кривые давления и производной давления, необходимые для анализа.

1.6. Испытания на интерференцию и гидропрослушивание

Когда изменяется производительность той же скважины, для которой регистрируется ответное изменение давления, исследования называют «испытаниями одиночной скважины». Примерами испытаний одиночной скважины являются испытания с падением или нарастанием давления, испытания на приемистость, измерение падающего давления в нагнетательной скважине после ее закрытия или тесты на ступенчатое падение давления. Если же изменяется производительность одной скважины, а ответное изменение давления регистрируется для другой скважины, исследования называют «групповыми испытаниями».

Примерами групповых испытаний скважин являются исследования интерференции и гидропрослушивание.

Испытания одиночной скважины позволяют получить ценные сведения о характеристиках пласта и скважины: гидропроводность kh , состояние ствола скважины, длину разрыва и пр. Однако эти испытания не дают информации о диаграммах направленности свойств пласта (например, о проницаемости по осям x , y и z) и не способны показать уровень связи между испытательными и соседними с ними скважинами. Групповые испытания скважин проводятся для определения следующих показателей:

- наличие или отсутствие связи между испытательными и окружающими их скважинами;
- произведение подвижности на толщину kh/μ ;

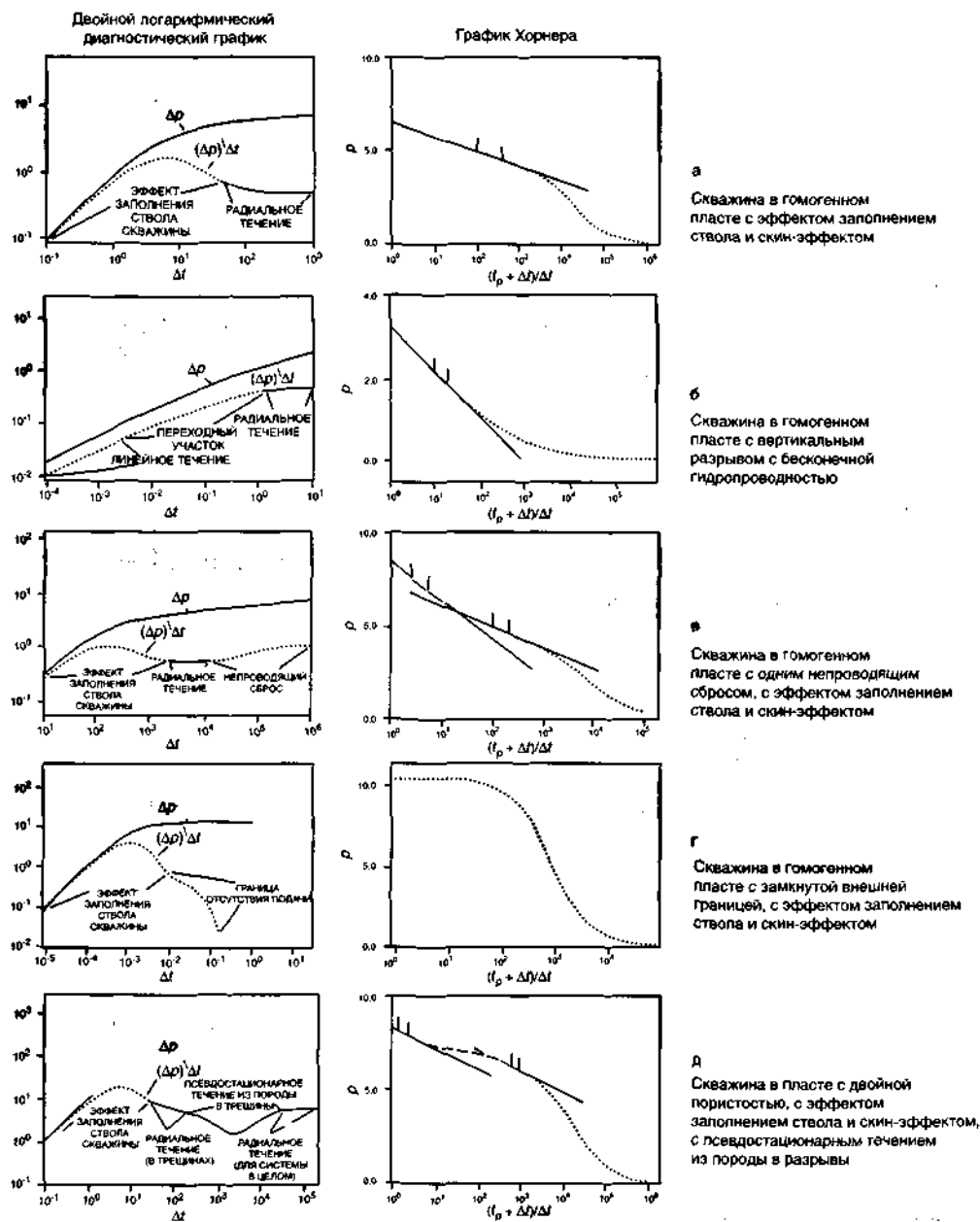


Рис. 1.97. Качественная интерпретация кривых восстановления давления (по Экономидесу, 1988)

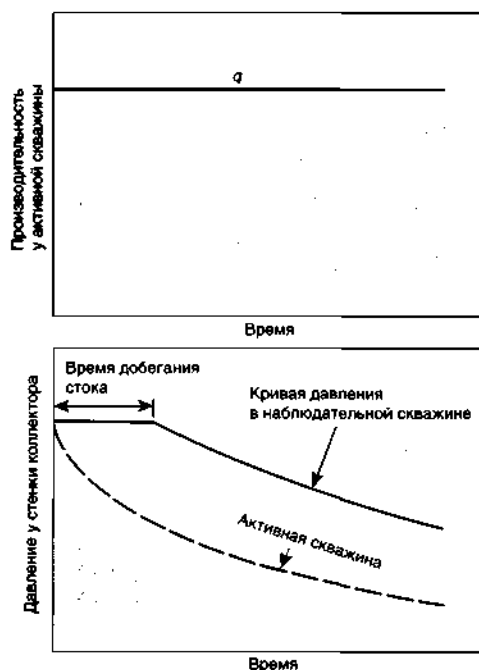


Рис. 1.98. Графики производительности и давления от времени для исследования интерференции двух скважин, в котором эксплуатация активной скважины осуществлялась с постоянной производительностью

- произведение пористости на сжимаемость и на толщину $\phi_s h$;
- ориентация пласта, пересекающего одну из испытательных скважин;
- проницаемость по большой и малой осям.

Для проведения групповых испытаний скважин требуется, как минимум, одна активная (добывающая или нагнетательная) скважина и, по крайней мере, одна наблюдательная скважина, как схематично показано на рис. 1.98. Во время исследования интерференции все испытательные скважины закрывались до стабилизации давления в их стволах. Затем активная скважина эксплуатировалась в режиме добычи или нагнетания с постоянной производительностью, а на наблюдательной скважине снимались данные давления. На рис. 1.98 показана схема таких испытаний, включающая одну активную и одну наблюдательную скважину. Как показано на рисунке, после начала добычи на активной скважине давление в закрытой наблюдательной скважине начинает изменяться с некоторой «временной задержкой», которая зависит от свойств породы пласта и флюида.

Гидропрослушивание представляет собой одну из разновидностей исследования интер-

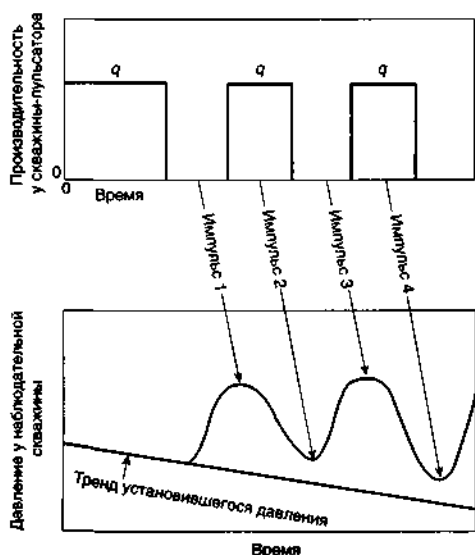


Рис. 1.99. Кривые производительности и давления, полученные гидропрослушиванием (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, SPE, 1977)

ференции. Добывающую или нагнетательную скважину называют «пульсатором» или «активной скважиной», а наблюдательную скважину называют «реагирующей скважиной».

Испытания заключались в подаче серии кратковременных импульсов производительности из активной (добывающей или нагнетательной) скважины на закрытую наблюдательную скважину. Импульсы, представляющие собой периоды добычи (или нагнетания), чередовались с периодами бездействия, производительность в периоды добычи (нагнетания) устанавливалась одинаковая, как показано на рис. 1.99 для двухскважинной системы.

Камал (Kamal, 1983) представил превосходный обзор исследований интерференции и гидропрослушивания, в котором рассмотрел различные методики анализа данных испытаний. Эти методы для анализа данных исследований интерференции и гидропрослушивания приведены ниже.

1.6.1. Исследование интерференции в гомогенных изотропных пластах

«Гомогенным или однородным называют пласт, пористость и толщина которого лишь незначительно изменяются от положения. В «изотропном» пласте проницаемость одинакова для любой его точки. Для пластов такого типа, по всей видимости, наиболее удобным

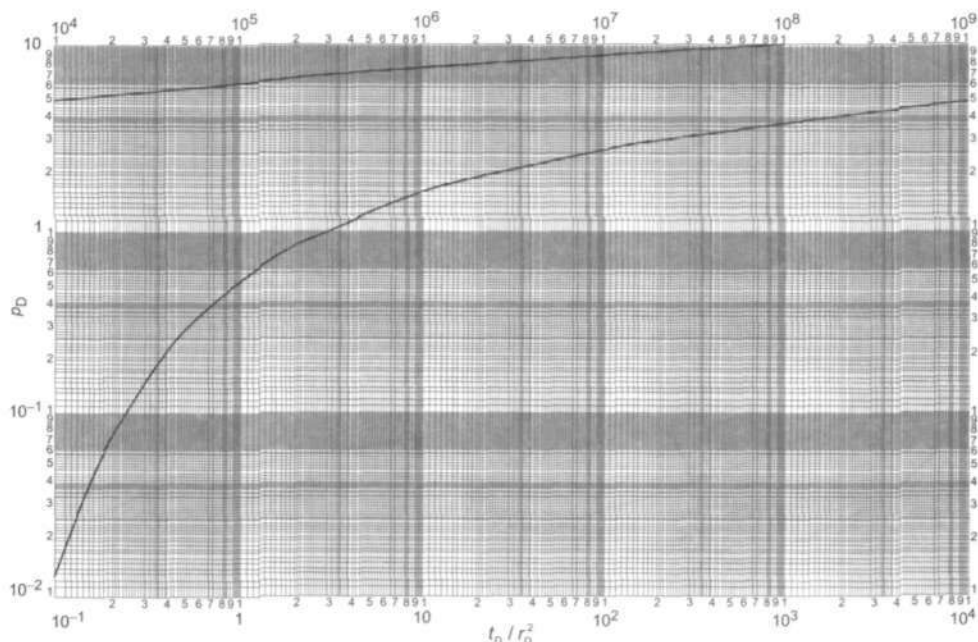


Рис. 1.100. Безразмерное давление для одиночной скважины в бесконечной системе, без учета эффектов заполнения ствола скважины и скин-эффекта. Решение интегральной показательной функции (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

методом анализа данных интерференционного исследования является подбор совпадающих типовых кривых. Как было показано выше в формуле 1.2.66, падение давления на любом расстоянии r от активной скважины (т. е. расстоянии между активной и закрытой наблюдательной скважинами) выражается формулой:

$$p_i - p(r, t) = \Delta p = \left[\frac{-70,6QB\mu}{kh} \right] \text{Ei} \left[\frac{-948\phi c_i r^2}{kt} \right].$$

Эрларгер (Earlougher, 1977) представил это выражение в безразмерной форме:

$$\frac{p_i - p(r, t) / 141,2QB\mu}{kh} = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left[\left(\frac{-1}{4} \right) \left(\frac{\phi \mu c_i r_w^2}{0,0002637kt} \right) \left(\frac{r}{r_w} \right)^2 \right].$$

С учетом определений безразмерных параметров p_D , t_D и r_D эти выражения можно представить в безразмерной форме:

$$p_D = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left[\frac{-r_D^2}{4t_D} \right] \quad [1.6.1]$$

где безразмерные параметры выражаются формулой:

$$p_D = \frac{[p_i - p(r, t)]kh}{141,2QB\mu};$$

$$r_D = \frac{r}{r_w};$$

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi \mu c_i r_w^2},$$

где:

- $p(r, t)$ — давление на расстоянии r в момент времени t , пси;
- r — расстояние между активной и закрытой наблюдательной скважинами;
- t — время, часы;
- p_i — пластовое давление;
- k — проницаемость, мД.

Эрларгер (Earlougher) выразил через уравнение 1.6.1 форму типовой кривой, показанную выше на рис. 1.47 и продублированную для удобства на рис. 1.100.

Для анализа данных исследования интерференции методом подбора типовой кривой построим на кальке график изменения давления в наблюдательной скважине Δp от време-

ни и наложим его на рис. 1.100, как описано выше. После совмещения кривых выберем любую удобную точку совмещения и считаем координаты точки совмещения на кальке и на сетке типовой кривой. Для расчета усредненных характеристик пласта можно применить следующее выражение:

$$k = \left[\frac{141,2QB\mu}{h} \right] \left[\frac{p_D}{\Delta p} \right]_{MP} \quad [1.6.2]$$

$$\varphi = \frac{0,0002637}{c_p r^2} \left[\mu \right] \left[\frac{t}{t_D / r_D^2} \right]_{MP} \quad [1.6.3]$$

где:

r — расстояние между активной и закрытой наблюдательной скважинами, фут;
 k — проницаемость, мД.

Сабе (Sabet, 1991) превосходно описал применение метода типовых кривых для анализа данных исследования интерференции на примере данных испытаний, представленных Стробелом (Strobel) и др. (1976). Сабе использовал эти данные для иллюстрации процедуры выбора совпадающей типовой кривой.

Пример 1.42. Исследования интерференции проводились в залежи сухого газа с использованием двух наблюдательных скважин, обозначенных Скважина 1 и Скважина 3, и одной активной скважины, обозначенной Скважина 2. Данные исследования интерференции приведены ниже.

- Скважина 2 является добывающей скважиной, $Q_p = 12,4$ млн ст. фут³/сут. [0,35 млн ст. м³/сут.];

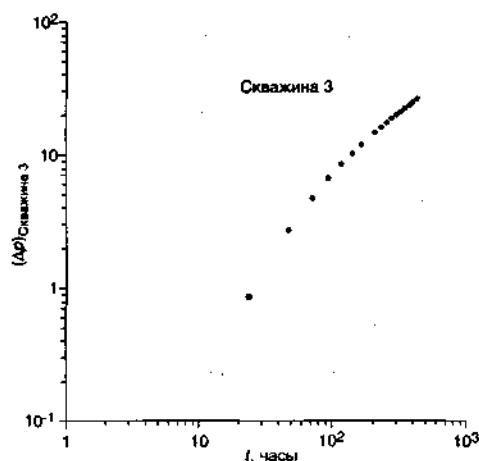


Рис. 1.101. Данные исследования интерференции для Скважины 3 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

- Скважина 1 расположена в 8 милях на восток от Скважины 2, т. е. $r_{12} = 8$ миль;
- Скважина 3 расположена в 2 милях на запад от Скважины 2, т. е. $r_{23} = 2$ мили.

Имеются также следующие дополнительные характеристики пласта:

$T = 671,6^\circ R$; $h = 75$ фут; $c_p = 2,74 \times 10^{-4}$ пси⁻¹;
 $B = 920,9$ пл. барр./млн ст. фут³; $r_w = 0,25$ фут;
 $Z_i = 0,868$; $S_w = 0,21$; $\gamma_g = 0,62$; $\mu_g = 0,0186$ сП.
 Требуется определить методом типовых кривых

Производимость	Время t	Измеряемое давление (пси)			
		Скважина 1		Скважина 3	
Q (млн ст. фут ³ /сут.)	t (часы)	p_i	Δp_i	p_3	Δp_3
0,0	24	2912,045	0,00	2908,51	0,00
12,4	0	2912,045	0,00	2908,51	0,00
12,4	24	2912,035	0,010	2907,66	0,85
12,4	48	2912,032	0,013	2905,80	2,71
12,4	72	2912,015	0,030	2903,79	4,72
12,4	96	2911,997	0,048	2901,85	6,66
12,4	120	2911,969	0,076	2899,98	8,53
12,4	144	2911,918	0,127	2898,25	10,26
12,4	169	2911,864	0,181	2896,58	11,93
12,4	216	2911,755	0,290	2893,71	14,80
12,4	240	2911,685	0,360	2892,36	16,15
12,4	264	2911,612	0,433	2891,06	17,45
12,4	288	2911,533	0,512	2889,79	18,72
12,4	312	2911,456	0,589	2888,54	19,97
12,4	336	2911,362	0,683	2887,33	21,18
12,4	360	2911,282	0,763	2886,16	22,35
12,4	384	2911,176	0,869	2885,01	23,50
12,4	408	2911,108	0,937	2883,85	24,66
12,4	432	2911,030	1,015	2882,69	25,82
12,4	444	2910,999	1,046	2882,11	26,40
0,0	450	Скважина 2 закрыта			
0,0	480	2910,833	1,212	2881,45	27,06
0,0	504	2910,714	1,331	2882,39	26,12
0,0	528	2910,616	1,429	2883,52	24,99
0,0	552	2910,520	1,525	2884,64	23,87
0,0	576	2910,418	1,627	2885,67	22,84
0,0	600	2910,316	1,729	2886,61	21,90
0,0	624	2910,229	1,816	2887,46	21,05
0,0	648	2910,146	1,899	2888,24	20,27
0,0	672	2910,076	1,969	2888,96	19,55
0,0	696	2910,012	2,033	2889,60	18,91

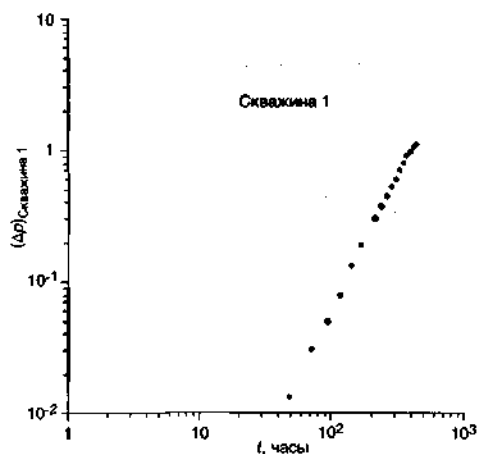


Рис. 1.102. Данные исследования интерференции для Скважины 1 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

вых проницаемость и пористость пласта.

Решение

Шаг 1. Построим на кальке двойной логарифмический график Δp от t с осями, идентичными по размеру осям на рис. 1.100, см. рис. 1.101 и 1.102 для Скважины 1 и 3, соответственно.

Шаг 2. На рис. 1.103 показана кривая, совпадающая с данными интерференции для Скважины 3, со следующими точками совмещения:

$$(p_o)_{\text{мр}} = 0,1 \text{ и } (\Delta p)_{\text{мр}} = 2 \text{ пси [13,8 кПа]}.$$

$$(t_D/r_D^2)_{\text{мр}} = 1 \text{ и } (t)_{\text{мр}} = 159 \text{ часов.}$$

Шаг 3. Решим уравнения 1.6.2 и 1.6.3 относительно k и ϕ для интерференции Скважин 2 и 3.

$$\begin{aligned} k &= \left[\frac{141,2 Q B \mu}{h} \right] \left[\frac{p_D}{\Delta p} \right]_{\text{мр}} = \\ &= \left[\frac{141,2 (12,4) (920,9) (0,0186)}{75} \right] \left(\frac{0,1}{2} \right) = 19,7 \text{ мД;} \\ \phi &= \frac{0,0002637}{c_f r^2} \left[\frac{k}{\mu} \right] \left[\frac{t}{t_D / r_D^2} \right]_{\text{мр}} = \\ &= \frac{0,0002637}{(2,74 \times 10^{-4}) (2 \times 5280)^2} \left(\frac{19,7}{0,0186} \right) \left(\frac{159}{1} \right) = \\ &= 0,00144. \end{aligned}$$

Шаг 4. На рис. 1.104 показана кривая, совпадающая с данными испытаний для Скважины 1, со следующими точками совмещения:

$$(p_o)_{\text{мр}} = 1 \text{ и } (\Delta p)_{\text{мр}} = 5,6 \text{ пси [13,8 кПа]}.$$

$$(t_D/r_D^2)_{\text{мр}} = 0,1 \text{ и } (t)_{\text{мр}} = 125 \text{ часов.}$$

Шаг 5. Рассчитаем k и ϕ :

$$\begin{aligned} k &= \left[\frac{141,2 (12,4) (920,9) (0,0186)}{75} \right] \left(\frac{1}{5,6} \right) = \\ &= 71,8 \text{ мД;} \\ \phi &= \frac{0,0002637}{(2,74 \times 10^{-4}) (8 \times 5280)^2} \left(\frac{71,8}{0,0180} \right) \left(\frac{125}{0,1} \right) = \\ &= 0,0026. \end{aligned}$$

В однородных и изотропных пластах, т. е. в пластах с одинаковой проницаемостью во всех точках, минимальная площадь пласта, исследованная во время испытаний интерференции между двумя скважинами, расположенными на расстоянии r друг от друга, определяется как пересечение двух окружностей радиусом r с центрами, совпадающими со скважинами.

1.6.2. Исследование интерференции в однородных анизотропных пластах

Однородными анизотропными называются пласты, в которых пористость ϕ и толщина h во всех точках одинаковы, но проницаемость изменяется с направлением. Используя в исследованиях интерференции в однородном анизотропном пласте несколько наблюдательных скважин, можно определить максимальную и минимальную проницаемости, т. е. k_{max} и k_{min} , а также направления относительно положений скважин, в которых эти проницаемости наблюдаются. Взяв за основу труды Пападопулоса (Papadopoulos, 1965), Рами (Ramey, 1975) адаптировал приведенное Пападопулосом решение для расчета свойств однородного анизотропного пласта по данным исследований интерференции, в которых необходимо использовать, как минимум, три наблюдательные скважины. На рис. 1.105 приведены необходимые обозначения, использующиеся в анализе данных интерференции для однородного анизотропного пласта.

На рис. 1.105 показана активная скважина, координаты которой взяты за точку отсчета, и несколько наблюдательных скважин, расположенных в точках с координатами (x, y) . Предположим, что все скважины в зоне испытаний бездействовали достаточное время, чтобы давление успело выровняться и принять значение p_i , тогда открытие активной скважины для добычи (или нагнетания) приведет к изменению давления Δp , т. е. $\Delta p = p_i - p(x, y, t)$, у всех наблюдательных скважин.

Это изменение давления произойдет с задержкой на определенное время, которое, помимо прочего, зависит от следующих параметров:

- расстояние между активной и наблюдательной скважинами;
- проницаемость;

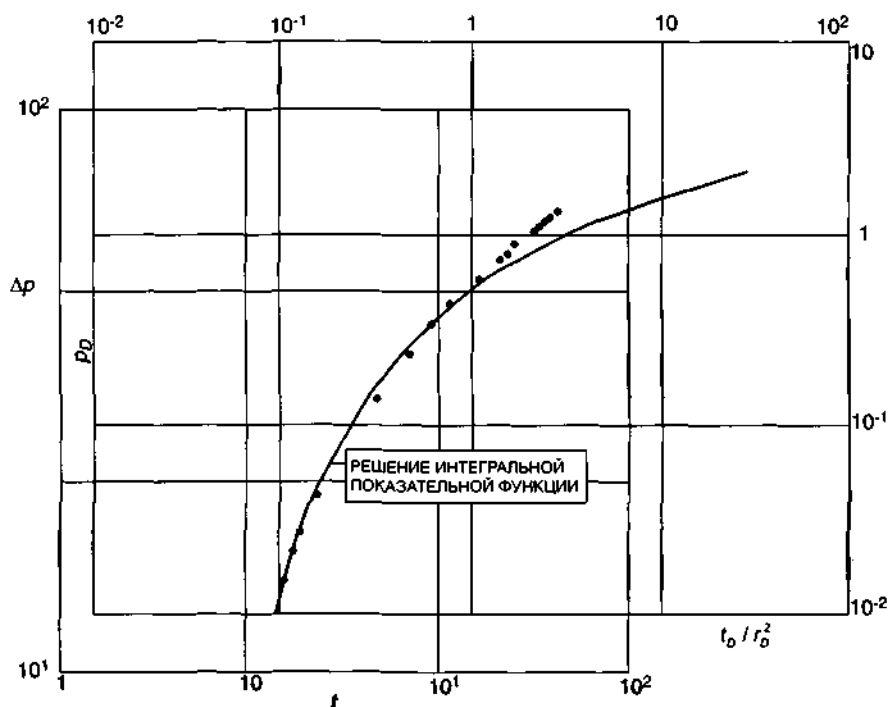


Рис. 1.103. Кривая, совпадающая с данными исследования интерференции для скважины 3 (по данным: Sabet, M. A. Well Test Analysis (Анализ результатов испытания скважин), 1991, Gulf Publishing Company)

- эффект заполнения ствола для активной скважины;
- скин-фактор после периода задержки.

Раби (Ramey, 1975) показал, что изменение давления в наблюдательной скважине с координатами (x, y) в любой момент времени t описывается функцией Ei :

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left[\frac{-r_D^2}{4t} \right].$$

Безразмерные переменные выражаются следующими формулами:

$$p_D = \frac{\bar{k}h[p - p(x, y, t)]}{141.2QB\mu}; \quad [1.6.4]$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \left[\frac{(\bar{k})^2}{y^2 k_x + x^2 k_y - 2xyk_{xy}} \right] \left(\frac{0.0002637t}{\Phi\mu c_i} \right); \quad [1.6.5]$$

с:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\max} k_{\min}} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2}. \quad [1.6.6]$$

Раби также вывел следующие соотношения:

$$k_{\max} = \frac{1}{2} \left[(k_x + k_y) + \sqrt{(k_x k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right]; \quad [1.6.7]$$

$$k_{\min} = \frac{1}{2} \left[(k_x + k_y) - \sqrt{(k_x k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right]; \quad [1.6.8]$$

$$\theta_{\max} = \arctan \left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}} \right); \quad [1.6.9]$$

$$\theta_{\min} = \arctan \left(\frac{k_{\min} - k_y}{k_{xy}} \right); \quad [1.6.10]$$

где:

- k_x — проницаемость в направлении x , мД;
- k_y — проницаемость в направлении y , мД;
- k_{xy} — проницаемость в направлении xy , мД;
- $k_{\min}$ — минимальная проницаемость, мД;
- $k_{\max}$ — максимальная проницаемость, мД;
- $\bar{k}$ — средняя проницаемость пласта, мД;
- $\theta_{\max}$ — направление (угол) относительно оси $+x$, в котором измерена максимальная проницаемость $k_{\max}$;

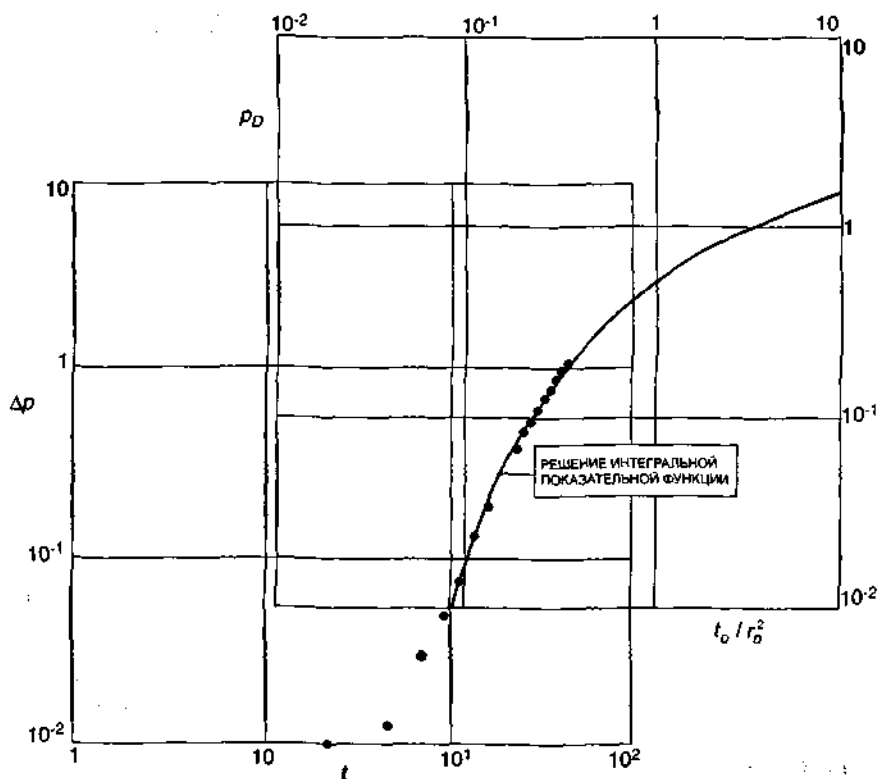


Рис. 1.104. Кривая, совпадающая с данными исследования интерференции для Скважины 1

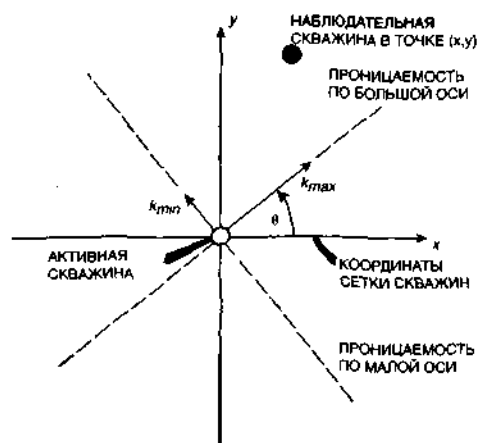


Рис. 1.105. Обозначения для системы с анизотропной проницаемостью (по данным: Реми, 1975)

θ_{min} — направление (угол) относительно оси $+y$, в котором измерена минимальная проницаемость k_{min} ;
 x, y — координаты, фут;
 t — время, часы.

Раби показал, что если значение $\phi_{ис}$ неизвестно, для решения приведенного выше выражения в испытании потребуется использовать не менее трех наблюдательных скважин, в противном случае нужная информация может быть получена с помощью только двух наблюдательных скважин. Первым шагом анализа является подбор совпадающей типовой кривой. Дальнейшие шаги для определения свойств однородного анизотропного пласта с помощью типовой кривой перечислены ниже.

Шаг 1. По данным, полученным, как минимум, с трех наблюдательных скважин, построим график изменения давления Δp от времени t для каждой скважины в том же масштабе, что и типовая кривая, приведенная на рис. 1.100.

Шаг 2. Подберем для набора данных каждой наблюдательной скважины совпадающую типовую кривую по рис. 1.100. Выберем для каждого набора данных удобную точку совме-

щения таким образом, чтобы давление в точке совмещения $(\Delta p, p_D)_{MP}$ было одинаковым на кривых всех наблюдательных скважин, при этом значения времени в точках совмещения $(t, t_D/r_D^2)$ могут различаться.

Шаг 3. По давлению в точке совмещения $(\Delta p, p_D)_{MP}$ рассчитаем среднюю проницаемость пласта по формуле:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\min} k_{\max}} = \left[\frac{141,2QB\mu}{h} \right] \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP}. \quad [1.6.11]$$

Обратите внимание, что по формуле 1.6.6:

$$(\bar{k})^2 = k_{\min} k_{\max} = k_x k_y - k_{xy}^2. \quad [1.6.12]$$

Шаг 4. Считая, что использовались три наблюдательные скважины, запишем для значений времени в точках совмещения $[(t, t_D/r_D^2)]_{MP}$ для каждой наблюдательной скважины:

Скважина 1:

$$\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t} \right]_{MP} = \left(\frac{0,0002637}{\Phi \mu c_i} \right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{y_1^2 k_x + x_1^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy}} \right).$$

Преобразовав, получим:

$$y_1^2 k_x + x_1^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy} = \left(\frac{0,0002637}{\Phi \mu c_i} \right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t} \right]_{MP}} \right). \quad [1.6.13]$$

Скважина 2:

$$\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t} \right]_{MP} = \left(\frac{0,0002637}{\Phi \mu c_i} \right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{y_2^2 k_x + x_2^2 k_y - 2x_2 y_2 k_{xy}} \right);$$

$$y_2^2 k_x + x_2^2 k_y - 2x_2 y_2 k_{xy} = \left(\frac{0,0002637}{\Phi \mu c_i} \right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t} \right]_{MP}} \right). \quad [1.6.14]$$

Скважина 3:

$$\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t} \right]_{MP} = \left(\frac{0,0002637}{\Phi \mu c_i} \right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{y_3^2 k_x + x_3^2 k_y - 2x_3 y_3 k_{xy}} \right).$$

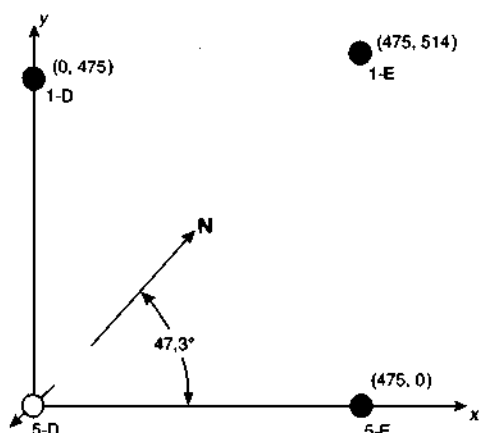


Рис. 1.106. Расположение скважин в примере 1.43 (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$y_3^2 k_x + x_3^2 k_y - 2x_3 y_3 k_{xy} = \left(\frac{0,0002637}{\Phi \mu c_i} \right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t} \right]_{MP}} \right). \quad [1.6.15]$$

Уравнения 1.6.12—1.6.15 содержат следующие четыре неизвестных:

- k_x — проницаемость в направлении x ;
- k_y — проницаемость в направлении y ;
- k_{xy} — проницаемость в направлении xy ;
- $\Phi \mu c_i$ — выражение для пористости.

Эти четыре уравнения можно решать одновременно относительно четырех неизвестных. В следующем примере, приведенном Рами (Ramey, 1975) и затем Эрлагером (Earlougher, 1977), показано применение предложенной методики для определения свойств анизотропного пласта.

Пример 1.43. Следующие данные относятся к исследованиям интерференции для сетки, включающей девять скважин: одну активную и восемь наблюдательных. Перед испытаниями все скважины бездействовали. Во время испытаний осуществлялось нагнетание с производительностью -115 ст. барр./сут. и измерялись уровни флюида в остальных восьми бездействующих скважинах. На рис. 1.106 показано расположение скважин. Для простоты пояснения метода используем данные, полученные только на трех наблюдательных скважинах, см. таблицу ниже. Эти выбранные скважины обозначены Скважина 5-Е, Скважина 1-Д и Скважина 1-Е.

Скважина 1-D		Скважина 5-E		Скважина 1-E	
t (часы)	Δp (пси)	t (часы)	Δp (пси)	t (часы)	Δp (пси)
23,5	-6,7	21,0	-4,0	27,5	-3,0
28,5	-7,2	47,0	-11,0	47,0	-5,0
51,0	-15,0	72,0	-16,3	72,0	-11,0
77,0	-20,0	94,0	-21,2	95,0	-13,0
95,0	-25,0	115,0	-22,0	115,0	-16,0
			-25,0		

Координаты скважин (x, y) показаны ниже:

	Скважина	x (фут)	y (фут)
1	1-D	0	475
2	5-E	475	0
3	1-E	475	514

$i_w = -115$ ст. барр./сут.; $B_w = 1,0$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_w = 1,0$ сП;

$\phi = 20\%$; $T = 75^\circ\text{F}$; $h = 25$ фут;

$c_o = 7,5 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$; $c_w = 3,3 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$;

$c_f = 3,7 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$; $r_w = 0,563$ фут; $p_i = 240$ пси.

Требуется рассчитать $k_{\max}$, $k_{\min}$ и их направления относительно оси x .

Решение.

Шаг 1. Построим двойной логарифмический график Δp от времени t для каждой из трех наблюдательных скважин с координатами того же масштаба, что и на рис. 1.100. Построенные графики и соответствующие им типовые кривые показаны на рис. 1.107.

Шаг 2. Выберем точку совмещения, соответствующую одному и тому же значению давления, для всех наблюдательных скважин, при этом значения времени в точках совмещения для разных скважин будут различными:

Точка совмещения	Скважина 1-D	Скважина 5-E	Скважина 1-E
$(p_D)_{MP}$	0,26	0,26	0,26
$(t_D/r_D^2)_{MP}$	1,00	1,00	1,00
$(\Delta p)_{MP}$	-10,00	-10,00	-10,00
$(t)_{MP}$	72,00	92,00	150,00

Шаг 3. Зная значение давления в точке совмещения, решим уравнение 1.6.11 относительно k :

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\min} k_{\max}} = \left[\frac{141,2 Q B \mu}{h} \right] \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} =$$

$$= \sqrt{k_{\min} k_{\max}} = \left[\frac{141,2 (-115)(1,0)(1,0)}{25} \right] \left(\frac{0,26}{-10} \right) =$$

$$= 16,89 \text{ мД};$$

или:

$$k_{\min} k_{\max} = (16,89)^2 = 285,3.$$

Шаг 4. Подставив значения времени в точках совмещения ($t, t_D/r_D^2$) $_{MP}$ для каждой наблюдательной скважины в формулы 1.6.13—1.6.15, получим:

Для Скважины 1-D с координатами (x, y) = (0, 475):

$$y^2 k_x + x^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy} = \left(\frac{0,0002637}{\phi \mu c_i} \right) \times$$

$$\times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[(t_D/r_D^2)_{MP} \right]} \right);$$

$$(475)^2 k_x + (0)^2 k_y - 2(0)(475) =$$

$$= \frac{0,0002637(285,3)}{\phi \mu c_i} \left(\frac{72}{1,0} \right);$$

Упростив, получим:

$$k_x = \frac{2,401 \times 10^{-5}}{\phi \mu c_i}. \quad (\text{A})$$

Для скважины 5-E с координатами (x, y) = (475, 0):

$$(0)^2 k_x + (475)^2 k_y - 2(475)(0)k_{xy} =$$

$$= \frac{0,0002637(285,3)}{\phi \mu c_i} \left(\frac{92}{1,0} \right);$$

или:

$$k_y = \frac{3,068 \times 10^{-5}}{\phi \mu c_i}. \quad (\text{B})$$

Для скважины 1-E с координатами (x, y) = (475, 514):

$$(514)^2 k_x + (475)^2 k_y - 2(475)(514)k_{xy} =$$

$$= \frac{0,0002637(285,3)}{\phi \mu c_i} \left(\frac{150}{1,0} \right);$$

или:

$$0,5411 k_x + 0,4621 k_y - k_{xy} = \frac{2,311 \times 10^{-5}}{\phi \mu c_i}. \quad (\text{B})$$

Шаг 5. Объединив уравнения А—В, получим:

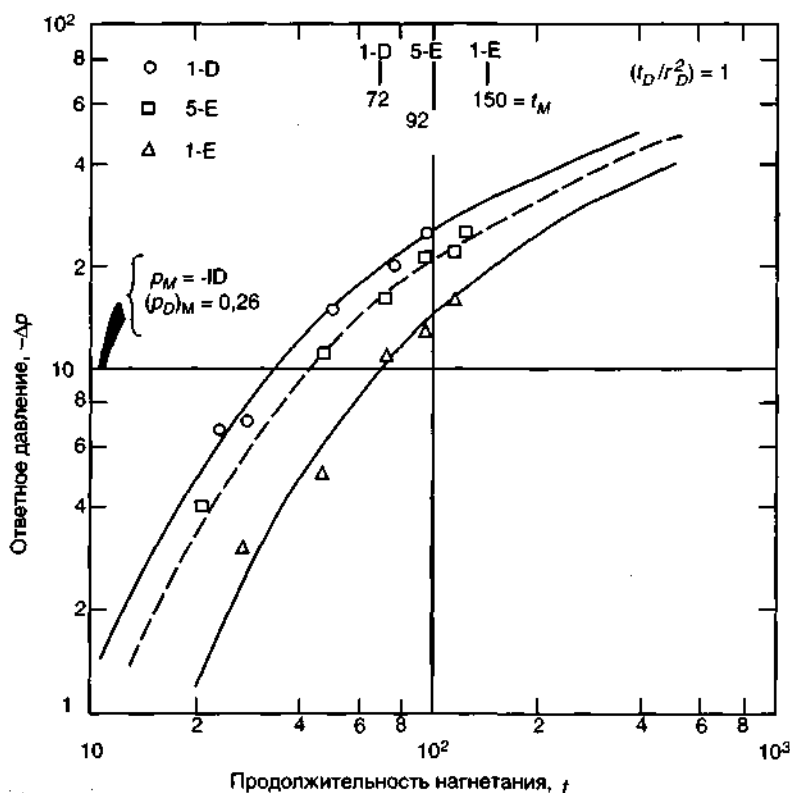


Рис. 1.107. Данные интерференции из примера 1.6, совпадающие с рис. 1.100. Давление в точке совмещения одинаково для всех кривых (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$k_{xy} = \frac{4,059 \times 10^{-6}}{\phi \mu c_i} \quad (\Gamma)$$

Шаг 6. Подставив выражения А, Б и Г в формулу 1.6.12, получим:

$$\begin{aligned} [k_x k_y] - k_{xy}^2 &= (\bar{k})^2; \\ \left[\frac{(2,401 \times 10^{-5}) (3,068 \times 10^{-5})}{(\phi \mu c_i)} \right] - \frac{(4,059 \times 10^{-6})^2}{(\phi \mu c_i)} &= (16,89)^2 = 285,3; \end{aligned}$$

или:

$$\begin{aligned} \phi \mu c_i &= \sqrt{\frac{(2,401 \times 10^{-5}) (3,068 \times 10^{-5}) - (4,059 \times 10^{-6})^2}{285,3}} = \\ &= 1,589 \times 10^{-6} \text{ сП/пси}. \end{aligned}$$

Шаг 7. Решим относительно c_i :

$$c_i = \frac{1,589 \times 10^{-6}}{(0,20)(1,0)} = 7,95 \times 10^{-6}$$

Шаг 8. Используя значение $\phi/\mu c_i$, рассчитанное в шаге 6, т. е. $\phi/\mu c_i = 1,589 \times 10^{-6}$, решим уравнения А, Б и Г, относительно k_x , k_y и k_{xy} :

$$k_x = \frac{2,401 \times 10^{-5}}{1,589 \times 10^{-6}} = 15,11 \text{ мД};$$

$$k_y = \frac{3,068 \times 10^{-5}}{1,589 \times 10^{-6}} = 19,31 \text{ мД};$$

$$k_{xy} = \frac{4,059 \times 10^{-6}}{1,589 \times 10^{-6}} = 2,55 \text{ мД}.$$

Шаг 9. Рассчитаем максимальную проницаемость по формуле 1.6.7:

$$k_{\max} = \frac{1}{2} \left[(k_x + k_y) + \sqrt{(k_x k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right] = \\ = \frac{1}{2} \left[(15,11 + 19,31) + \sqrt{(15,11 - 19,31)^2 + 4(2,55)^2} \right] = 20,5 \text{ мД.}$$

Шаг 10. Рассчитаем минимальную проницаемость по формуле 1.6.8:

$$k_{\min} = \frac{1}{2} \left[(k_x + k_y) - \sqrt{(k_x k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right] = \\ = \frac{1}{2} \left[(15,11 + 19,31) - \sqrt{(15,11 - 19,31)^2 + 4(2,55)^2} \right] = 13,9 \text{ мД.}$$

Шаг 11. Рассчитаем направление $k_{\max}$ по формуле 1.6.9:

$$\theta_{\max} = \arctan \left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}} \right) = \\ = \arctan \left(\frac{20,5 - 15,11}{2,55} \right) = \\ = 64,7^\circ.$$

1.6.3. Гидропрослушивание в гомогенных изотропных пластах

Гидропрослушивание осуществляется с теми же целями, что и обычные исследования интерференции, т. е.:

- расчет проницаемости k ;
- расчет произведения пористости на сжимаемость ϕc ;
- определение наличия гидродинамической связи между скважинами.

Испытания проводятся путем создания из активной скважины в пласт серии «импульсных» возмущений течения с последующей регистрацией на закрытой наблюдательной скважине изменений давления, вызванных этими сигналами. Серия импульсных возмущений формируется поочередной добычей из активной скважины (или закачиванием в активную скважину) и ее закрытием; такая последовательность действий повторяется с регулярной периодичностью, как показано на рис. 1.108. На рисунке показан цикл гидропрослушивания для активной добывающей скважины, состоящий из поочередно повторяющихся периодов бездействия и периодов добычи.

Производительность (или скорость закачки) должна быть одинаковой во всех циклах. Продолжительность всех периодов добычи и всех периодов бездействия должны быть идентичными, хотя и не обязательно равными между собой. Такие импульсы формируют на наблюдательной скважине очень характерные кри-

вые изменения давления, легко отделяемые от любых существующих видов изменения давления в пласте или случайных шумовых возмущений, которые в противном случае могли быть неправильно интерпретированы.

Следует отметить, что гидропрослушивание отличается рядом преимуществ по сравнению с обычными исследованиями интерференции.

- Ввиду коротких длительностей импульсов (от нескольких часов до нескольких дней) границы практически никогда не влияют на результаты испытаний.
- Характерные кривые изменения давления упрощают сложности интерпретации, связанные со случайными шумами и существующими видами изменения давления в пласте у наблюдательной скважины.
- Гидропрослушивание благодаря сокращенной продолжительности испытаний в меньшей степени нарушает обычный ход работ на месторождении, чем исследования интерференции.

После каждого импульса на наблюдательной скважине регистрируется ответное изменение давления (как показано на рис. 1.109) с помощью сверхчувствительного датчика давления. Характеристики импульсов 1 и 2 при гидропрослушивании отличаются от характеристик всех последующих импульсов. Все нечетные и все четные импульсы, кроме первых двух, имеют, соответственно, одинаковые характеристики. Для любого из импульсов можно определить k и ϕc . Обычно для анализа и сравнения используются несколько импульсов.

На рис. 1.109, отражающем динамику внешних воздействий на активной скважине и характер изменения давления на наблюдательной скважине, показаны пять следующих параметров, необходимых для анализа данных гидропрослушивания.

- 1) «Период импульсов» Δt_i соответствует продолжительности бездействия.
- 2) «Время цикла» Δt_c отражает общую продолжительность цикла, т. е. период бездействия плюс продолжительность добычи или нагнетания.
- 3) «Период добычи или нагнетания» Δt_f представляет собой продолжительность добычи или нагнетания.
- 4) «Временная задержка» t_L является временным интервалом между концом импульса и пиком на кривой давления, обусловленного импульсом. Временная задержка t_L вычисляется для каждого импульса и, по сути, описывает время, необходимое для перемещения импульса, созданного изменением производительности, от активной скважины до наблюдательной. Необходимо отметить, что период добычи (или нагнетания) представляет собой один «импульс», а период остановки — другой. Вместе эти два импульса образуют «цикл».

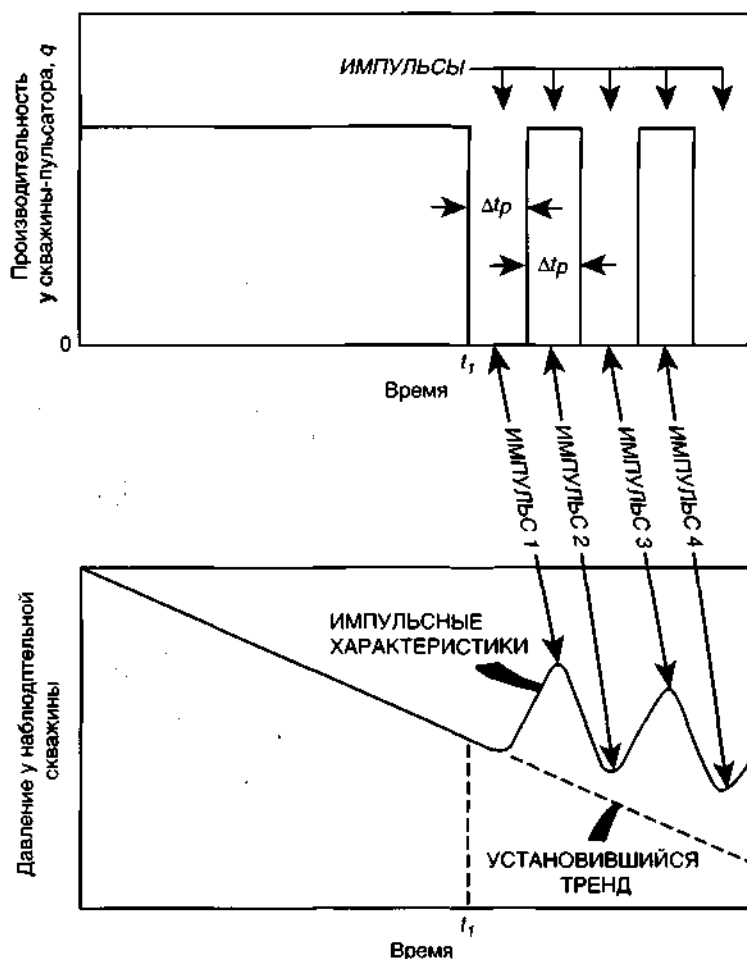


Рис. 1.108. Схема внешних воздействий (импульсов) и ответного изменения давления при гидропрослушивании (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

5) «Амплитуда кривой давления» Δp определяется как расстояние по вертикали между линией, соединяющей два соседних пика (или провала), и параллельной ей линией, проходящей через минимум (или пик), как показано на рис. 1.109. Анализ данных гидропрослушивания, полученных методом моделирования, показал, что характеристики импульса 1, т. е. «первого нечетного импульса», и импульса 2, т. е. «первого четного импульса», отличаются от характеристик всех последующих импульсов. Исключая эти первые импульсы, все нечетные и все четные импульсы имеют, соответственно, одинаковые характеристики.

Камаль и Брайхэм (Kamal и Brigham, 1975) предложили способ анализа данных методом гидропрослушивания, в котором используются следующие четыре безразмерные выражения:

1) Импульсный коэффициент F^* , определяемый по формуле:

$$F^* = \frac{\text{период импульса}}{\text{период цикла}} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_i} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c}, \quad [1.6.16]$$

где время выражено в часах.

2) Безразмерное время $(t_L)_D$:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_c}, \quad [1.6.17]$$

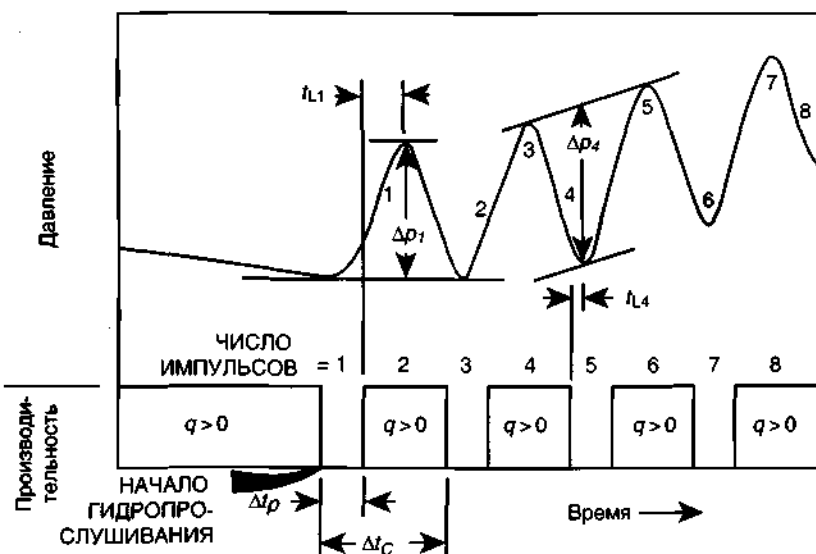


Рис. 1.109. График производительности и ответного изменения давления при гидропрослушивании, иллюстрирующий определение временной задержки (t_L) и амплитуд (Δp) импульсной характеристики (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, SPE, 1977)

где:

k — средняя проницаемость, мД.

3) Безразмерное расстояние (r_D) между активной и наблюдательной скважинами:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad [1.6.18]$$

где:

r — расстояние между активной и наблюдательной скважинами, фут.

4) Безразмерная амплитуда кривой давления Δp_D :

$$\Delta p_D = \left[\frac{\bar{k} h}{141,2 B \mu Q} \Delta p \right] \quad [1.6.19]$$

где Q — производительность активной скважины в период работы (добыча или закачка), знак должен быть таким, чтобы выражение $\Delta p/Q$ всегда оставалось положительным, т. е. абсолютное значение $|\Delta p/Q|$.

Камаль и Брайхэм (Kamal и Brigham, 1975) построили семейство кривых, показанных на рис. 1.110—1.117, которые устанавливают соотношение между импульсным коэффициентом F и безразмерной временной задержкой (t_L)_D с безразмерным давлением Δp_D .

Эти кривые предназначены специально для анализа данных гидропрослушивания, полученных в следующих условиях:

- Первый нечетный импульс: рис. 1.110 и 1.114.
- Первый четный импульс: рис. 1.111 и 1.115.
- Все нечетные импульсы, кроме первого: рис. 1.112 и 1.116.
- Все четные импульсы, кроме первого: рис. 1.113 и 1.117.

Временная задержка t_L и амплитуда кривой давления Δp , определенные по одной или нескольким импульсным характеристикам, используются для расчета средней проницаемости пласта по формуле:

$$\bar{k} = \left[\frac{141,2 Q B \mu}{h \Delta p (t_L / \Delta t_c)^2} \right] \left[\Delta p_D (t_L / \Delta t_c)^2 \right]_{Fk} \quad [1.6.20]$$

Член $[\Delta p_D (t_L / \Delta t_c)^2]_{Fk}$ определяется по рис. 1.110, 1.111, 1.112 или 1.113 для соответствующих значений $t_L / \Delta t_c$ и F . Прочие параметры уравнения 1.6.20 рассмотрены ниже:

Δp — амплитуда кривой давления на наблюдательной скважине для анализируемого импульса, пси;

Δt_c — продолжительность цикла, часы;

Q — дебит (скорость нагнетания) в период активности, ст. барр./сут.;

$\bar{k}$ — средняя проницаемость, мД.

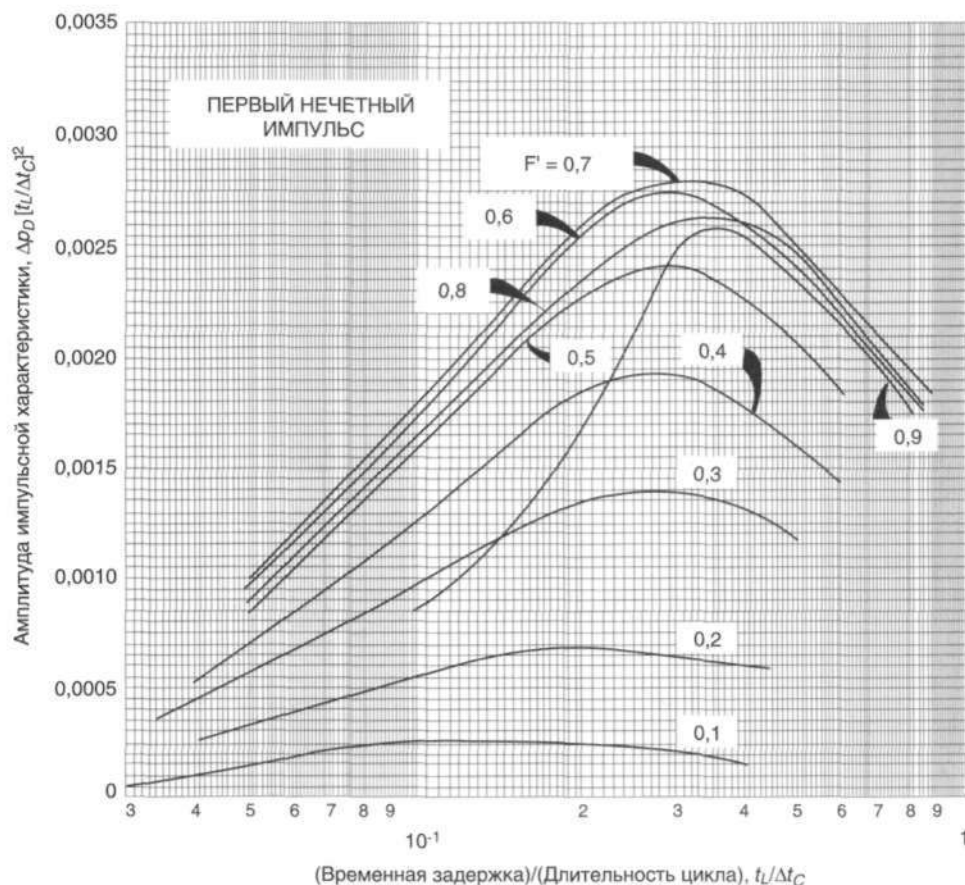


Рис. 1.110. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к амплитуде характеристики для первого нечетного импульса (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

После расчета проницаемости по формуле 1.6.20 можно определить произведение пористости на сжимаемость по формуле:

$$\varphi c_t = \left[\frac{0,0002637 \bar{k}(t_L)}{\mu r^2} \right] \frac{1}{[(t_L)_D / r_D^2]}, \quad [1.6.21]$$

где:

t_L — временная задержка, часы;
 r — расстояние между активной и наблюдательной скважинами, фут.

Член $[(t_L)_D / r_D^2]$ определяется из рисунков 1.114, 1.115, 1.116 или 1.117. И в этом случае выбор рисунка для определения данных на основе анализируемой кривой давления зависит от рассматриваемого импульса: первый нечетный, первый четный или один из оставшихся

импульсов.

Пример 1.44^{*}. При гидропрослушивании активная скважина после стабилизации производительности была закрыта на 2 часа, затем осуществляла добычу в течение 2 часов, такой цикл повторялся несколько раз.

На наблюдательной скважине, расположенной на расстоянии 933 фут [284 м] от активной скважины, для четвертого импульса кривой давления при временной задержке 0,4 часа зарегистрирована амплитуда в 0,639 пси [4,4 кПа]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$Q=425$ ст. барр./сут.; $B=1,26$ пл. барр./ст. барр.;

$r=933$ фут;

$h=26$ фут;

$\mu=0,8$ сП;

$\phi=0,08$.

^{*} По данным: John Lee, *Well Testing* (Испытания скважин), 1982.

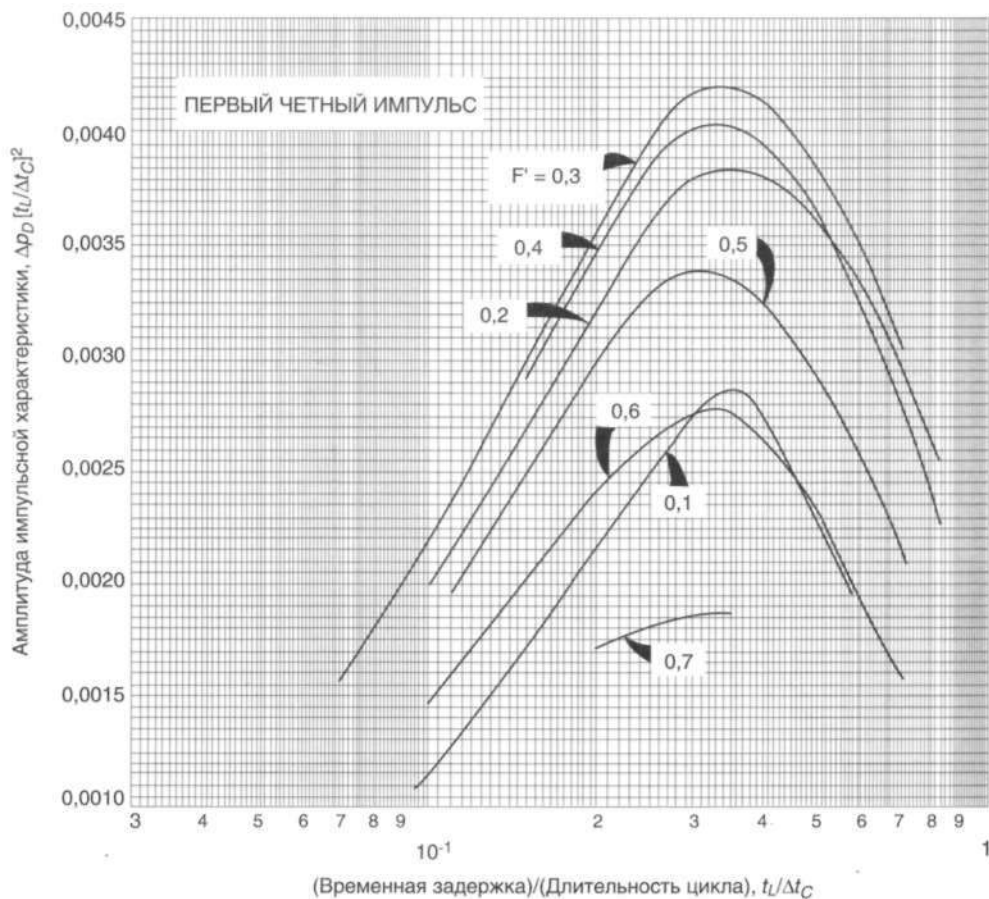


Рис. 1.111. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к амплитуде характеристики для первого четного импульса (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

Требуется рассчитать $\bar{k}$ и ϕc_i .

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем импульсный коэффициент F^0 по формуле 1.6.16:

$$F^0 = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_f} = \frac{2}{2+2} = 0,5.$$

Шаг 2. Рассчитаем безразмерную временную задержку $(t_L)_D$ по формуле 1.6.17:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_C} = \frac{0,4}{4} = 0,1.$$

Шаг 3. На основе значений $(t_L)_D = 0,1$ и $F^0 = 0,5$ по рис. 1.113 получим:

$$[\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)^2]_{Fig} = 0,00221.$$

Шаг 4. Рассчитаем среднюю проницаемость по формуле 1.6.20:

$$\begin{aligned} \bar{k} &= \left[\frac{141,2QB\mu}{h\Delta p[(t_L)_D]^2} \right] [\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)^2]_{Fig} = \\ &= \left[\frac{(141,2)(425)(1,26)(0,8)}{(26)(0,269)[0,1]^2} \right] (0,00221) = 817 \text{ мД}. \end{aligned}$$

Шаг 5. На основе значений $(t_L)_D = 0,1$ и $F^0 = 0,5$ по рис. 1.117 получим:

$$[(t_L)_D / r_D^2]_{Fig} = 0,091.$$

Шаг 6. Рассчитаем произведение ϕc_i по формуле 1.6.21:

$$\phi c_i = \left[\frac{0,0002637\bar{k}(t_L)}{\mu r^2} \right] \frac{1}{[(t_L)_D / r_D^2]_{Fig}} =$$

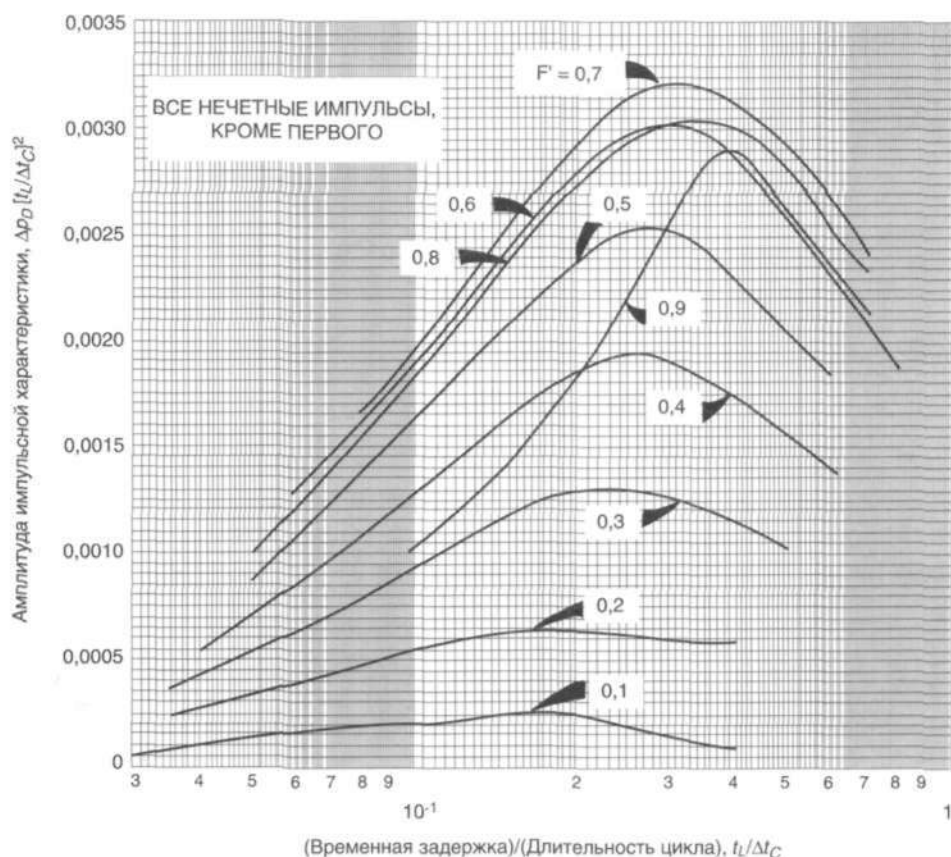


Рис. 1.112 Гидропрослушивание: отношение временной задержки к амплитуде характеристики для всех нечетных импульсов, кроме первого (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

$$= \left[\frac{0,0002637(817)(0,4)}{(0,8)(933)^2} \right] \frac{1}{(0,091)} = 1,36 \times 10^{-6}.$$

Шаг 7. Рассчитаем c_i из:

$$c_i = 1,36 \times 10^{-6} / 0,08 = 17 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

Пример. 1.45^a. Гидропрослушивание осуществлялось по пятиточечной схеме, в качестве скважины-пульсатора использовалась нагнетательная скважина, а в качестве наблюдательных скважин — четыре удаленные добывающие скважины. В пласте поддерживалось собственное гидростатическое давление, первый нагнетательный импульс был подан в 9.40

утра, производительность закачки составила 700 барр./сут. Производительность нагнетания поддерживалась в течение 3 часов, затем последовал период остановки продолжительностью также 3 часа. Стадии нагнетания и бездействия поочередно повторялись несколько раз, результаты измерения давления приведены в табл. 1.9. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$\mu = 0,87 \text{ сП}; \quad c_i = 9,6 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; \\ \phi = 16\%; \quad r = 330 \text{ фут.}$$

Требуется рассчитать проницаемость и среднюю толщину.

Решение.

Шаг 1. Построим кривую ответного давления от времени для одной из наблюдательных скважин, как показано на рис. 1.118.

^a По данным: H. C. Slider, *Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods* (Применяемые в международной практике технологии разработки месторождений), Penn Well Books, 1983.

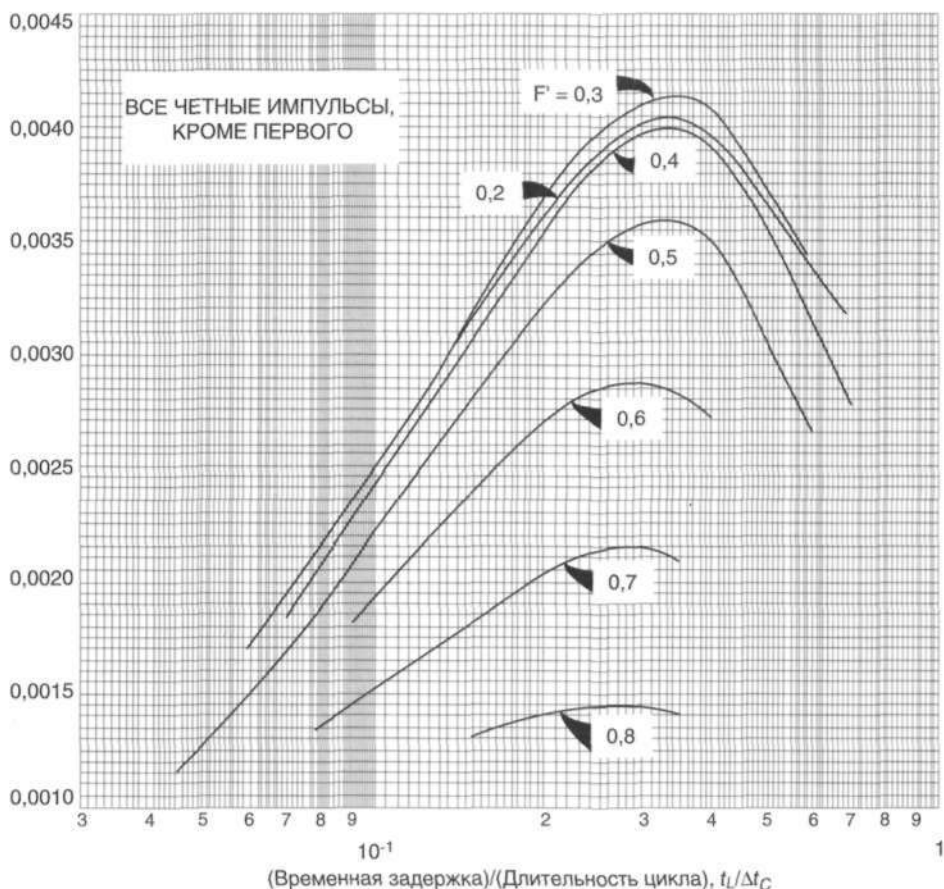


Рис. 1.113. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к амплитуде характеристики для всех четных импульсов, кроме первого (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

Выполним анализ данных давления для первого нечетного импульса

Шаг 1. Из рис. 1.118 определим амплитуду характеристики давления и временную задержку для первого импульса, тогда:

$$\Delta p = 6,8 \text{ пси.}$$

$$t_L = 0,9 \text{ часа.}$$

Шаг 2. Рассчитаем импульсный коэффициент F' по формуле 1.6.16:

$$F' = \frac{\Delta t_F}{\Delta t_C} = \frac{3}{3+3} = 0,5.$$

Шаг 3. Рассчитаем безразмерную временную задержку $(t_L)_D$ по формуле 1.6.17:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_C} = \frac{0,9}{6} = 0,15.$$

Шаг 4. На основе значений $(t_L)_D = 0,15$ и $F' = 0,5$ по рис. 1.110 получим:

$$[\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)^2]_{\text{Fig}} = 0,0025.$$

Шаг 5. Рассчитаем среднее значение hk по формуле 1.6.20:

$$\begin{aligned} \bar{hk} &= \left[\frac{141,2QB\mu}{\Delta p(t_L)_D^2} \right] [\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)^2]_{\text{Fig}} = \\ &= \left[\frac{(141,2)(700)(1,0)(0,86)}{(6,8)[0,15]^2} \right] (0,0025) = \\ &= 1387,9 \text{ мД·фут.} \end{aligned}$$

Шаг 6. На основе значений $(t_L)_D = 0,15$ и $F' = 0,5$ по рис. 1.114 получим:

$$[(t_L)_D / r_D^2]_{\text{Fig}} = 0,095.$$

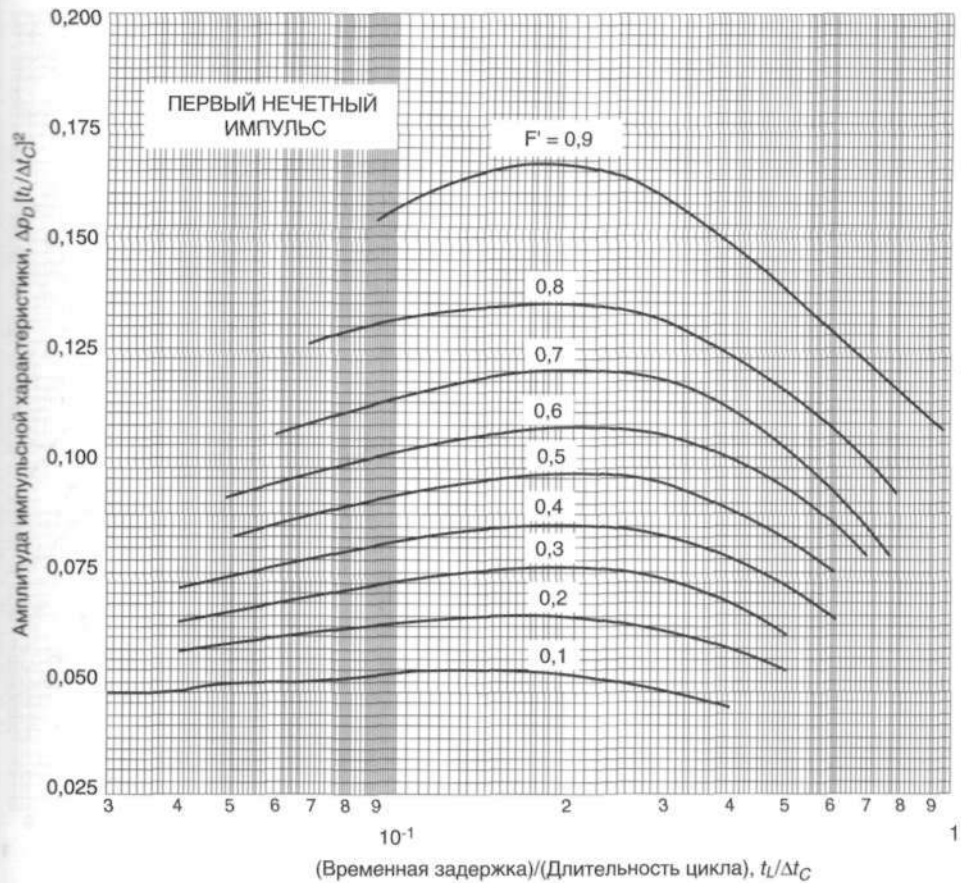


Рис. 1.114. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к продолжительности цикла для первого нечетного импульса (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

Шаг 7. Рассчитаем среднюю проницаемость, преобразовав формулу 1.6.21:

$$\bar{k} = \left[\frac{\phi c \mu r^2}{0,0002637(t_L)} \right] \left[(t_L)_D / r_D^2 \right]_{F=0,9} =$$

$$= \left[\frac{(0,16)(9,6 \times 10^{-6})(0,86)(330)^2}{0,0002637(0,9)} \right] (0,095) =$$

$$= 57,6 \text{ мД.}$$

Определим толщину h из произведения hk , рассчитанного в шаге 5, и полученной выше средней проницаемости. То есть:

$$h = \left[\frac{hk}{\bar{k}} \right] = \left[\frac{1387,9}{57,6} \right] = 24,1 \text{ фут.}$$

Выполним анализ данных давления для пятого импульса

Шаг 1. Из рис. 1.110 определим амплитуду кривой давления и временную задержку для пятого импульса, тогда:

$$\Delta p = 9,2 \text{ пси } [63,4 \text{ кПа}];$$

$$t_L = 0,7 \text{ часа.}$$

Шаг 2. Рассчитаем импульсный коэффициент F по формуле 1.6.16:

$$F = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_f} = \frac{3}{3+3} = 0,5.$$

Шаг 3. Рассчитаем безразмерную временную задержку $(t_L)_D$ по формуле 1.6.17:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_c} = \frac{0,7}{6} = 0,117.$$

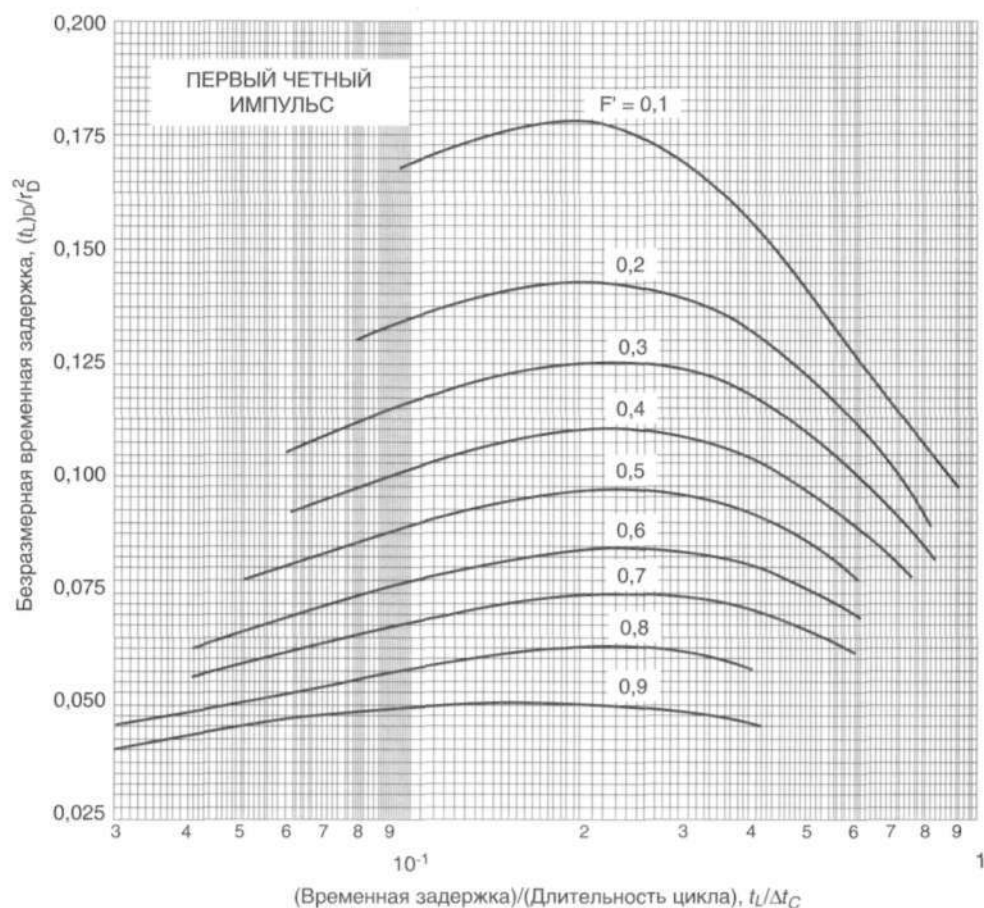


Рис. 1.115. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к продолжительности цикла для первого четного импульса (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

Шаг 4. На основе значений $(t_L)_D = 0,117$ и $F' = 0,5$ по рис. 1.111 получим:

$$[\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)^2]_{F'ig} = 0,0018.$$

Шаг 5. Рассчитаем среднее значение hk по формуле 1.6.20:

$$\begin{aligned} h\bar{k} &= \frac{141,2QB\mu}{[\Delta p_D(t_L)_D]^2} [\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)^2]_{F'ig} = \\ &= \frac{(141,2)(700)(1,0)(0,86)}{(9,2)[0,117]^2} (0,0018) = \\ &= 1213 \text{ мД-фут.} \end{aligned}$$

Шаг 6. На основе значений $(t_L)_D = 0,117$ и $F' = 0,5$ по рис. 1.115 получим:

$$[(t_L)_D / r_D^2]_{F'ig} = 0,093.$$

Шаг 7. Рассчитаем среднюю проницаемость, преобразовав формулу 1.6.21:

$$\begin{aligned} \bar{k} &= \left[\frac{\varphi c \mu r^2}{0,0002637(t_L)} \right] [(t_L)_D / r_D^2]_{F'ig} = \\ &= \left[\frac{(0,16)(9,6 \times 10^{-6})(0,86)(330)^2}{0,0002637(0,7)} \right] (0,095) = \\ &= 72,5 \text{ мД.} \end{aligned}$$

Определим толщину h из произведения hk , рассчитанного в шаге 5, и полученной выше средней проницаемости. То есть:

$$h = \left[\frac{h\bar{k}}{\bar{k}} \right] = \left[\frac{1213}{72,5} \right] = 16,7 \text{ фут.}$$

Приведенные выше расчеты следует применить ко всем прочим импульсам, а результа-

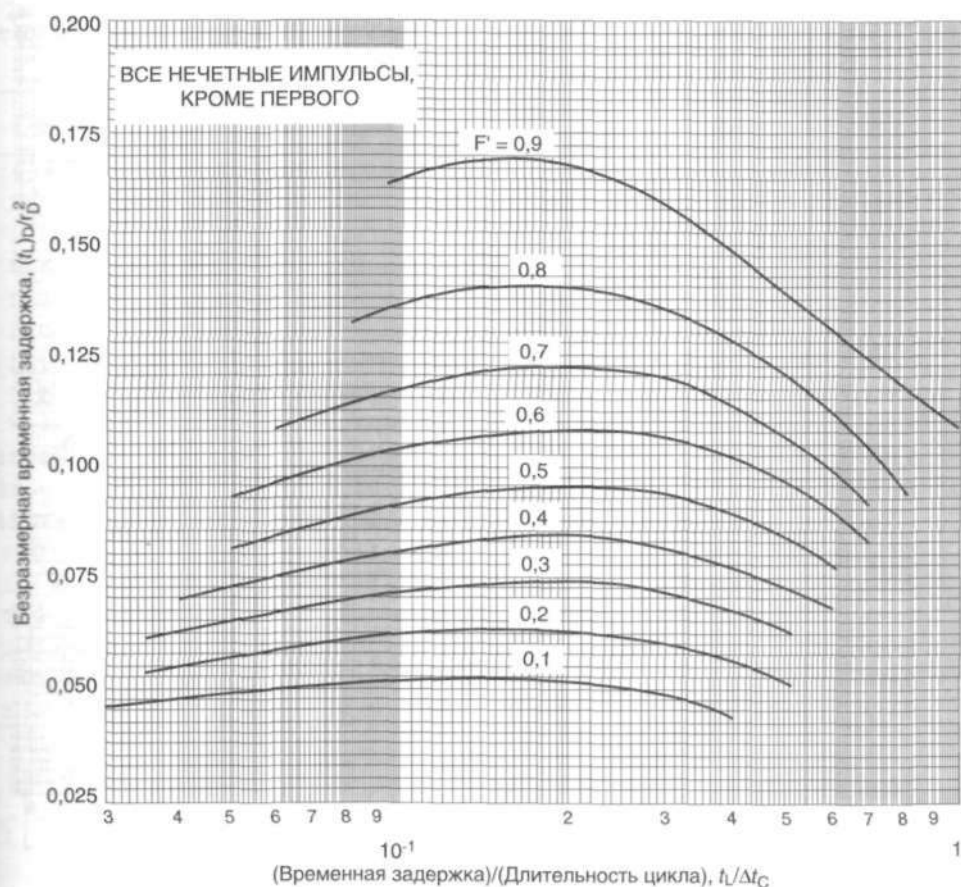


Рис. 1.116. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к длительности цикла для всех нечетных импульсов, кроме первого (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

ты нужно сравнить с данными анализа керна и данными обычных методик анализа, чтобы усреднить значения, наиболее точно описывающие указанные свойства.

1.6.4. Гидропрослушивание в гомогенных анизотропных пластах

Анализ осуществляется аналогично анализу для случая гомогенных изотропных пластов, за исключением того, что средняя проницаемость k , вычисленная по формуле 1.6.6, подставляется в уравнения 1.6.20 и 1.6.21:

$$\bar{k} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} = \left[\frac{141,2QB\mu}{h\Delta p[(t_L/\Delta t_C)^2]_{Fig}} \right] [\Delta p_D(t_L/\Delta t_C)^2]_{Fig}; \quad [1.6.22]$$

$$\varphi c_i = \left[\frac{0,0002637(t_L)}{\mu r^2} \right] \left[\frac{(\bar{k})^2}{y^2 k_x + x^2 k_y - 2xyk_{xy}} \right] \times \times \left[\frac{1}{[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}} \right]. \quad [1.6.23]$$

При оценке различных параметров проницаемости по данным гидропрослушивания можно применить решение, рассмотренное в разделе по анализу данных исследования интерференция в гомогенных анизотропных пластах.

1.6.5. Методика обработки данных гидропрослушивания

Перед началом исследований важно иметь информацию о предполагаемой кривой давления, чтобы правильно выбрать рабочий диапазон и чувствительность датчика давления, а также продолжительность исследований.

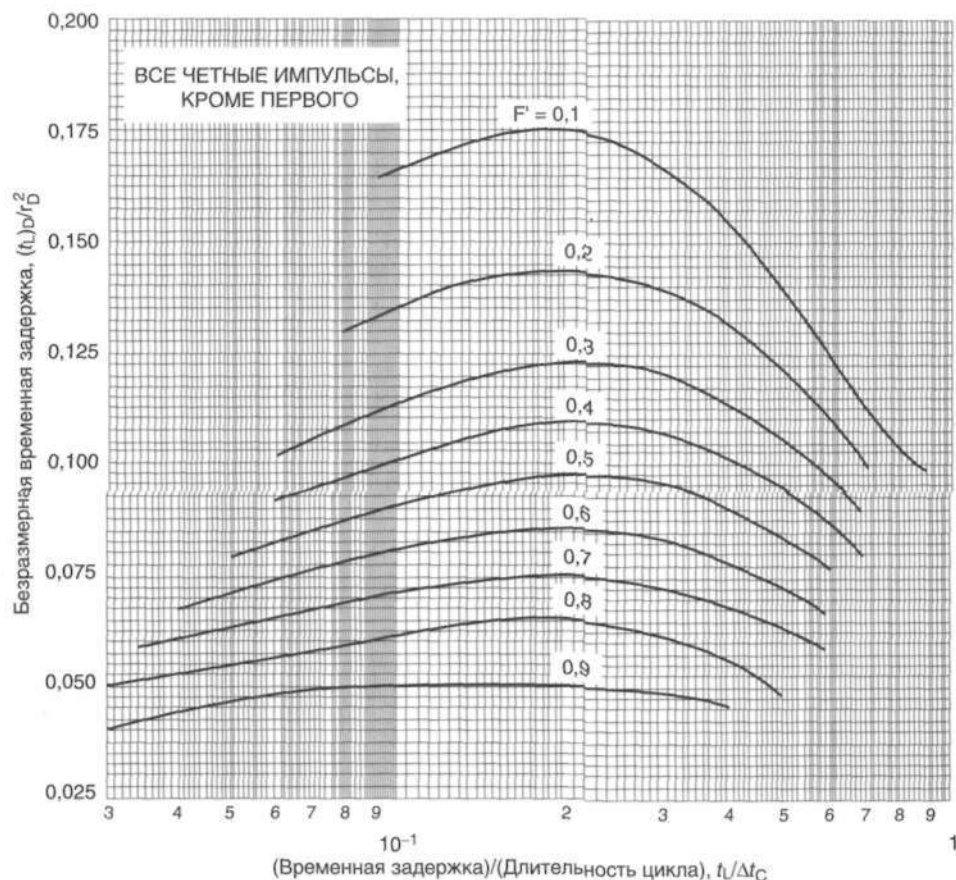


Рис. 1.117. Гидропрослушивание: отношение временной задержки к длительности цикла для всех четных импульсов, кроме первого (по данным: Kamal и Brigham, 1976)

Для обработки данных гидропрослушивания Камал и Брайхэм (Kamal и Brigham, 1975) рекомендовали использовать следующую процедуру.

Шаг 1. При обработке данных гидропрослушивания в первую очередь следует выбрать надлежащий импульсный коэффициент F по формуле 1.6.16, т. е. импульсный коэффициент = период импульса / период цикла. При анализе нечетных импульсов рекомендуется использовать импульсный коэффициент порядка 0,7, а при анализе четных импульсов — порядка 0,3. Следует отметить, что F не должен превышать 0,8 или опускаться ниже 0,2.

Шаг 2. Рассчитаем безразмерную временную задержку с помощью одной из следующих аппроксимаций:

Для нечетных импульсов $(t_L)_D = 0,09 + 0,3F$.
[1.6.24]

Для четных импульсов $(t_L)_D = 0,027 - 0,027F$.
[1.6.25]

Шаг 3. На основе значений F и $(t_L)_D$, полученных в шагах 1 и 2, соответственно, определим безразмерный параметр $[(t_L)_D / r_D^2]$ по рис. 1.114 или 1.115.

Шаг 4. На основе значений F и $(t_L)_D$ определим безразмерную амплитуду характеристики $[\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)]_{F_{иг}}$ по соответствующей кривой на рис. 1.110 или 1.111.

Шаг 5. С помощью следующих параметров:

- расчетных значений k, h, ϕ, μ и c ;
- значений $[(t_L)_D / r_D^2]_{F_{иг}}$ и $[\Delta p_D(t_L / \Delta t_C)]_{F_{иг}}$, полученных в шагах 3 и 4;
- формул 1.6.1 и 1.6.2

рассчитаем период цикла (Δt_C) и амплитуду характеристики Δp по формуле:

Таблица 1.9. Характер изменения давления добывающей скважины. По данным: Slider, H. C., *Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods* (Применяемые в международной практике технологии разработки месторождений), ©1983, Penn Well Publishing

Время	Давление (пси)	Время	Давление (пси)	Время	Давление (пси)
9:40 утра	390,1	2:23 вечера	411,6	11:22 вечера	425,1
10:10 утра	390,6	2:30 вечера	411,6	12:13 утра	429,3
10:30 утра	392,0	2:45 вечера	411,4	12:40 утра	431,3
10:40 утра	393,0	3:02 вечера	411,3	1:21 утра	433,9
10:48 утра	393,8	3:30 вечера	411,0	1:53 утра	433,6
11:05 утра	395,8	4:05 вечера	410,8	2:35 утра	432,0
11:15 утра	396,8	4:30 вечера	412,0	3:15 утра	430,2
11:30 утра	398,6	5:00 вечера	413,2	3:55 утра	428,5
11:45 утра	400,7	5:35 вечера	416,4	4:32 утра	428,8
12:15 вечера	403,8	6:00 вечера	418,9	5:08 утра	430,6
12:30 вечера	405,8	6:35 вечера	422,3	5:53 утра	434,5
12:47 вечера	407,8	7:05 вечера	424,6	6:30 утра	437,4
1:00 вечера	409,1	7:33 вечера	425,3	6:58 утра	440,3
1:20 вечера	410,7	7:59 вечера	425,1	7:30 утра	440,9
1:32 вечера	411,3	8:31 вечера	423,9	7:58 утра	440,7
1:45 вечера	411,7	9:01 вечера	423,1	8:28 утра	439,6
2:00 вечера	411,9	9:38 вечера	421,8	8:57 утра	438,6
2:15 вечера	411,9	10:26 вечера	421,4	9:45 утра	437,0

$$t_L = \left[\frac{\Phi \mu C_p r^2}{0,0002637k} \right] \left[(t_L)_b / r_D^2 \right]_{F_{ig}}; \quad [1.6.26]$$

$$\Delta t_c = \frac{t_L}{(t_L)_b}; \quad [1.6.27]$$

$$\Delta p = \left[\frac{141,2QB\mu}{kh[(t_L)_b]^2} \right] \left[\Delta p_b(t_L / \Delta t_c)^2 \right]_{F_{ig}}. \quad [1.6.28]$$

Шаг 6. С помощью коэффициента импульса F и периода цикла Δt_c рассчитаем период цикла остановки и добычи по формулам:

Период цикла остановки $\Delta t_p = F \Delta t_c$

Период добычи $\Delta t_f = \Delta t_c - \Delta t_p$

Пример 1.46. Провести обработку данных гидропрослушивания с использованием следующих характеристик скважины и пласта:

$\mu = 3$ сП; $\phi = 0,18$; $k = 200$ мД;

$h = 25$ фут; $r = 600$ фут; $c_p = 10 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$;

$B = 1$ пл. барр./ст. барр.; $Q = 100$ пл. барр./сут.; $F = 0,6$.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем $(t_L)_b$ по формуле 1.6.24

или 1.6.25. Поскольку F равен 0,6, следует использовать нечетные импульсы и, следовательно, выберем формулу 1.6.24:

$$(t_L)_b = 0,09 + 0,3(0,6) = 0,27.$$

Шаг 2. Выберем первый нечетный импульс и определим безразмерный период цикла по рис. 1.114:

$$[(t_L)_b / r_D^2]_{F_{ig}} = 0,106.$$

Шаг 3. Определим безразмерную амплитуду характеристики по рис. 1.110:

$$[\Delta p_b(t_L / \Delta t_c)^2]_{F_{ig}} = 0,00275.$$

Шаг 4. Решим уравнения 1.6.26—1.6.28 относительно t_L , Δt_c и Δp :

Временная задержка:

$$\begin{aligned} t_L &= \left[\frac{\Phi \mu C_p r^2}{0,0002637k} \right] \left[(t_L)_b / r_D^2 \right]_{F_{ig}} = \\ &= \left[\frac{(0,18)(3)(10 \times 10^{-6})(660)^2}{(0,0002637)(200)} \right] (0,106) = \\ &= 4,7 \text{ часов.} \end{aligned}$$

Период цикла:

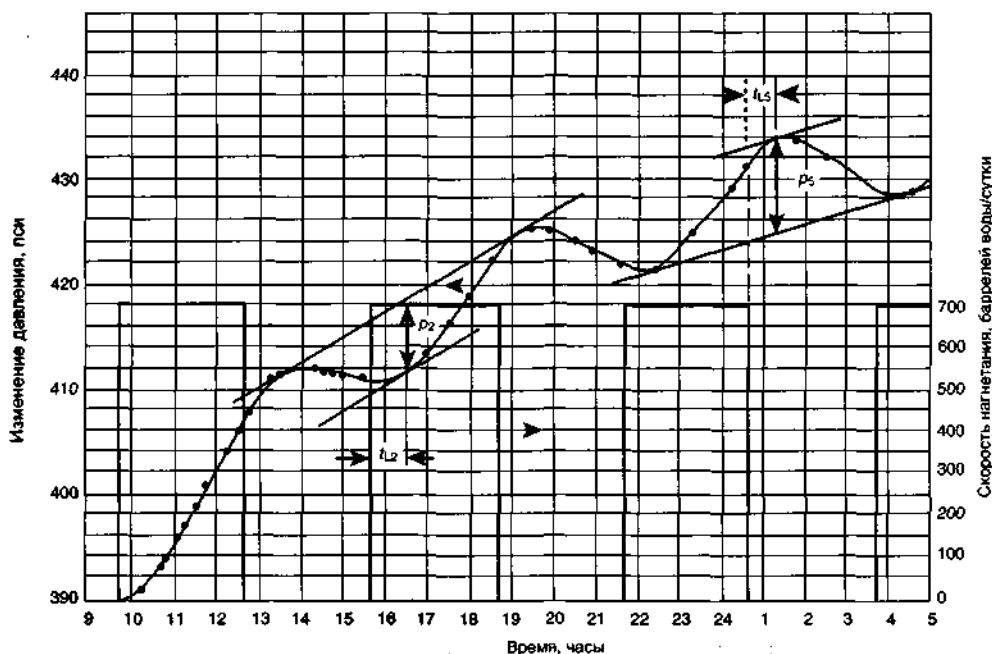


Рис. 1.118 Импульсная характеристика давления по примеру 1.45

$$\Delta t_c = \frac{t_L}{(t_L)_D} = \frac{4,7}{0,27} = 17,5 \text{ часов.}$$

Продолжительность импульса остановки:

$$\Delta t_p = \Delta t_c F^{\lambda} = (17,5)(0,27) = 5 \text{ часов.}$$

Период добычи:

$$\Delta t_i = \Delta t_c - \Delta t_p = 17,5 - 4,7 = 13 \text{ часов.}$$

Шаг 5. Рассчитаем падение давления по формуле 1.6.28:

$$\Delta p = \left[\frac{141,2 Q B \mu}{h k [(t_L)_D]^2} \right] \left[\Delta p_D (t_L / \Delta t_c)^2 \right]_{t_L} =$$

$$= \left[\frac{(141,2)(100)(1)(3)}{(25)(200)(0,27)^2} \right] (0,00275) = 0,32 \text{ пси.}$$

Это — ожидаемая амплитуда характеристики для анализа нечетного импульса. Мы закрывали скважину на 5 часов и вели добычу в течение 13 часов, т. е. продолжительность каждого цикла составила 18 часов.

Приведенные выше расчеты можно повторить, если требуется выполнить анализ первого нечетного импульса.

1.7. Исследования нагнетательной скважины

Под исследованием на приемистость понимают гидродинамические исследования с закачиванием флюида в скважину. Исследования нагнетательной скважины и соответствующая обработка данных осуществляются относительно просто, пока коэффициент подвижности, т. е. отношение подвижностей нагнетаемого и пластового флюидов, равен единице. Эрлагер (Earlougher, 1977) показал, что единичный коэффициент подвижности является разумным приближением для многих заводненных коллекторов. Цели исследований на приемистость аналогичны целям исследований скважины на приток, т. е. определение следующих параметров:

- проницаемость;
- скин-фактор;
- среднее давление;
- неоднородность пласта;
- контроль движения границы раздела.

Исследования нагнетательной скважины включают применение одного или нескольких перечисленных ниже методов:

- исследования на приемистость;
- измерения падения давления в скважине после ее закрытия;

- исследования на приемистость со ступенчатым падением давления.

Ниже рассмотрены три перечисленных выше метода для анализа данных испытаний нагнетательной скважины.

1.7.1. Анализ данных исследований на приемистость

В исследовании на приемистость скважина закрывается и остается в таком состоянии, пока давление не стабилизируется на уровне начального пластового давления p_i . В этот момент начинается закачивание с постоянной производительностью (приемистостью) q_{inj} , как схематично показано на рис. 1.119, с одновременной регистрацией забойного давления p_{wf} . Для систем с единичным коэффициентом подвижности исследование на приемистость идентично исследованию с измерением падения давления в скважине после ее закрытия, за исключением того, что постоянная приемистость отрицательна и равна по величине q_{inj} . Однако во всех представленных формулах приемистость при закачивании используется как положительная величина, т. е. $q_{inj} > 0$.

При постоянной приемистости закачивания забойное давление выражается в виде линейной функции по формуле 1.3.1:

$$p_{wf} = p_{i,hr} + m \log(t). \quad [1.7.1]$$

Из приведенного выше соотношения видно, что график забойного давления от логарифма времени закачивания представляет собой участок прямой, как показано на рис. 1.119, для которой точка пересечения с осью абсцисс $p_{i,hr}$ и наклон m определяются по формуле:

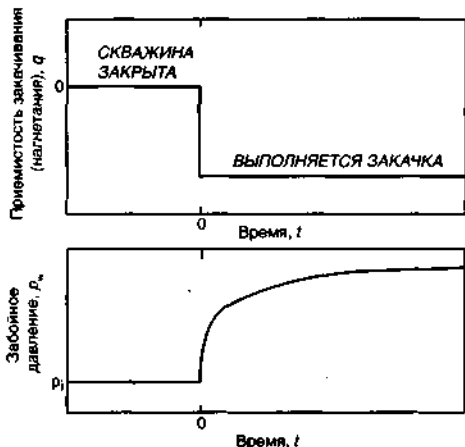


Рис. 1.119 Идеализированный график приемистости и график кривой давления для исследования на приемистость

$$m = \frac{162,6 q_{inj} B \mu}{k h},$$

где:

- q_{inj} — абсолютное значение приемистости закачивания, ст. барр./сут.;
- m — наклон, пси/цикл;
- k — проницаемость, мД;
- h — толщина, фут.

Cabe (Sabet, 1991) показал, что в зависимости от того, выше или ниже плотность закачиваемого флюида, чем плотность скважинного флюида, закачиваемый флюид стремится занять место над пластовым флюидом или под ним и, следовательно, эффективная мощность пласта h , которая используется для интерпретации результатов исследований на приемистость, может не быть равной эффективной мощности пласта, которая используется для интерпретации исследований с падением давления.

Эрлагер (Earlougher, 1977) показал, что как и в исследованиях с падением давления, эффект заполнения ствола скважины существенно влияет на регистрируемые результаты исследований на приемистость в связи с предположительно высокими значениями коэффициента заполнения ствола скважины. Согласно рекомендациям Эрлагера, для определения продолжительности влияния эффектов заполнения ствола скважины, процедуры анализа данных исследований на приемистость должны включать двойной логарифмический график $(p_{wf} - p_i)$ от времени закачивания. Как рассматривалось выше, начало прямого участка на графике в полулогарифмических координатах, т. е. конечная точка влияния эффектов заполнения ствола скважины, можно определить по следующему соотношению:

$$t > \frac{(200000 + 12000s)C}{k h / \mu}, \quad [1.7.2]$$

где:

- t — конечная точка влияния эффектов заполнения ствола скважины, часы;
- k — проницаемость, мД;
- s — скин-фактор;
- C — коэффициент заполнения ствола скважины, барр./пси;
- μ — вязкость, сП.

После построения прямого участка на графике в полулогарифмических координатах проницаемость и скин-фактор можно определить по приведенным выше формулам:

$$k = \frac{162,6 q_{inj} B \mu}{m h}, \quad [1.7.3]$$

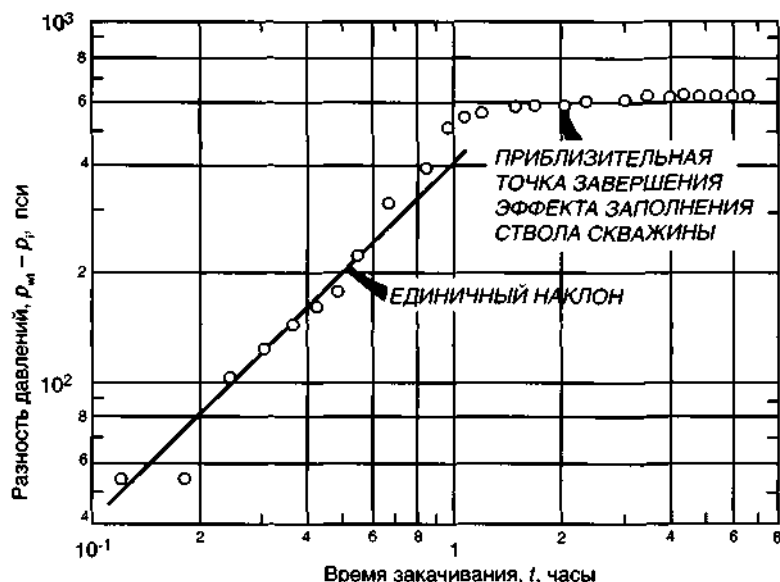


Рис. 1.120. Двойной логарифмический график исследований на приемистость по примеру 1.47. Закачивание воды в пласт в статических условиях (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

$$s = 1,1513 \left[\frac{p_{br} - p_r}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3,2275 \right] \quad [1.7.4]$$

Приведенные выше соотношения остаются в силе, пока коэффициент подвижности приблизительно равен 1. Если пласт заводнен и для исследования на приемистость используется водонагнетательная скважина, процедуру анализа данных исследований при единичном коэффициенте подвижности можно представить в виде следующих шагов:

Шаг 1. Построим двойной логарифмический график $(p_{wf} - p_r)$ от времени накачивания.

Шаг 2. Определим момент начала отклонения графика от прямой с угловым коэффициентом 1, т. е. от угла 45° .

Шаг 3. Отступим на $1 1/2$ логарифмических цикла вперед от полученного в шаге 2 времени и считаем время начала прямого участка в полулогарифмических координатах.

Шаг 4. Определим коэффициент заполнения ствола скважины C , выбрав любую точку на прямом участке с единичным угловым коэффициентом, считав ее координаты, т. е. Δp и t , и применив следующее выражение:

$$C = \frac{q_{inj} B t}{24 \Delta p} \quad [1.7.5]$$

Шаг 5. Построим график p_{wf} от t в полулогарифмических координатах и определим наклон прямого участка m , который соответствует режиму переходного течения.

Шаг 6. Рассчитаем проницаемость k и скин-фактор по формулам 1.7.3 и 1.7.4, соответственно.

Шаг 7. Рассчитаем радиус исследования r_{inv} на момент завершения закачивания. То есть:

$$r_{inv} = 0,0359 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_i}} \quad [1.7.6]$$

Шаг 8. Рассчитаем расстояние до передней границы водяного вала r_{wb} на момент до начала испытаний на приемистость по формуле:

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{5,615 W_{inj}}{\pi h \phi (S_w - S_{wi})}} = \sqrt{\frac{5,615 W_{inj}}{\pi h \phi (\Delta S_w)}} \quad [1.7.7]$$

где:

r_{wb} — расстояние до передней границы водонапорной зоны, фут;

W_{inj} — суммарное количество воды, закачанное на момент начала исследований, баррелей;

$\bar{S}_w$ — средняя водонасыщенность на момент начала исследований;

S_{wi} — начальная водонасыщенность.

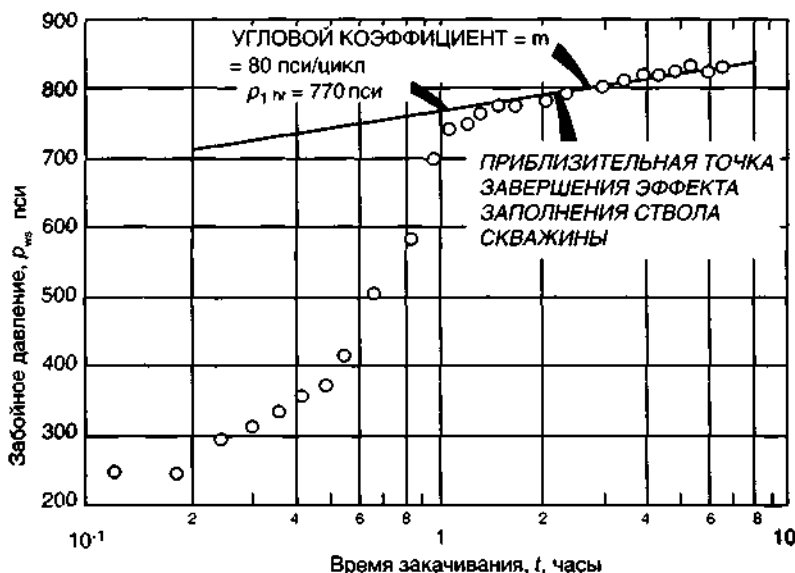


Рис. 1.121. График данных в полулогарифмических координатах для исследования приемистости по примеру 1.47. Закачивание воды в пласт в статических условиях (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

Шаг 9. Сравним r_{wb} с r_{inu} ; если $r_{inu} < r_{wb}$, предположение о единичном коэффициенте подвижности справедливо.

Пример 1.47*. На рис. 1.120 и 1.121 показан график данных изменения давления для 7-часового исследования на приемистости в координатах $\log(p_{wf} - p_i)$ от $\log(t)$ и $\log(p_{wf})$ от $\log(t)$, соответственно. Перед началом исследования пласт подвергался заводнению в течение 2 лет с постоянной приемистостью 100 ст. барр./сут. Исследование на приемистость началось после остановки всех скважин на несколько недель для стабилизации давления до величины p_i . Имеются также следующие дополнительные данные:

$$c_i = 6,67 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$B = 1,0 \text{ пл. барр./ст. барр.}; \mu = 1,0 \text{ сП};$$

$$S_w = 62,4 \text{ фунт/фут}^2; \phi = 0,15; q_{inu} = 100 \text{ ст. барр./сут.};$$

$$h = 16 \text{ фут}; r_w = 0,25 \text{ фут}; p_i = 194 \text{ пси};$$

$$S_p = 0,4; \text{глубина} = 1002 \text{ фут};$$

$$\text{время испытания} = 7 \text{ часов.}$$

Скважина закончена двухдьюмовой НКТ на пакере. Требуется рассчитать проницаемость пласта и скин-фактор.

Решение.

Шаг 1. Из двойного логарифмического графика на рис. 1.120 видно, что данные начинают отклоняться от прямого участка с единичным угловым коэффициентом примерно через 0,55 часа. Воспользовавшись эмпирическим методом смещения вперед на $1\frac{1}{2}$ цикла относительно точки начала отклонения от прямого участка с единичным угловым коэффициентом, получим, что прямой участок в полулогарифмических координатах начинается через 5–10 часов после начала исследования. Однако на рис. 1.120 и 1.121 хорошо видно, что влияние эффектов заполнения ствола скважины заканчивается через 2–3 часа.

Шаг 2. На прямом участке с единичным угловым коэффициентом, показанном на рис. 1.120, выберем координаты точки (т. е. Δp и t) и рассчитаем коэффициент заполнения ствола скважины C по формуле 1.7.5:

$$\Delta p = 408 \text{ пси};$$

$$t = 1 \text{ час};$$

$$C = \frac{q_{inu} B t}{24 \Delta p} =$$

$$= (100)(1,0)(1) / (24)(408) = 0,0102 \text{ барр./пси.}$$

а По данным: Robert Earlougher, *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические методы исследования скважин), 1977.

Шаг 3. По графику в полулогарифмических координатах, показанному на рис. 1.121, определим наклон прямой линии m :

$$m = 770 \text{ пси/цикл} [5,3 \text{ МПа}]$$

Шаг 4. Рассчитаем проницаемость и скин-фактор по формулам 1.7.3 и 1.7.4:

$$\begin{aligned} k &= \frac{162,6 q_{inj} B \mu}{m h} = \\ &= \frac{(162,6)(100)(1,0)(1,0)}{(80)(16)} = -12,7 \text{ мД}; \\ s &= 1,1513 \left[\frac{P_{wf} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3,2275 \right] = \\ &= 1,1513 \left[\frac{770 - 194}{80} - \right. \\ &\quad \left. - \log \left(\frac{12,7}{(0,15)(1,0)(6,67 \times 10^{-6})(0,25)^2} \right) + \right. \\ &\quad \left. + 3,2275 \right] = 2,4. \end{aligned}$$

Шаг 5. Рассчитаем радиус возмущения через 7 часов по формуле 1.7.6:

$$\begin{aligned} r_{inv} &= 0,0359 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_i}} = \\ &= 0,0359 \sqrt{\frac{(12,7)(7)}{(0,15)(1,0)(6,67 \times 10^{-6})}} = 338 \text{ фут.} \end{aligned}$$

Шаг 6. Рассчитаем расстояние до передней границы водяного вала на момент до начала исследования на приемистость по формуле 1.7.7:

$$\begin{aligned} W_{inj} &= (2)(365)(100)(1,0) = 73000 \\ r_{wb} &= \sqrt{\frac{5,615 W_{inj}}{\pi h \phi (\Delta S_w)}} = \\ &= \sqrt{\frac{(5,615)(73000)}{\pi (16)(0,15)(0,4)}} = 369 \text{ фут.} \end{aligned}$$

Поскольку $r_{inv} < r_{wb}$, использование единичного коэффициента подвижности оправдано.

1.7.2. Исследования с падением давления в скважине после ее закрытия

Исследования с падением давления в скважине после ее закрытия обычно предшествуют длительным исследованиям на приемистость. Как схематично показано на рис. 1.122, они аналогичны исследованию с нарастанием (восстановлением) давления в продуктивной скважине. После завершения исследований на приемистость, при котором общее время закачивания с постоянной приемистостью q_{inj} составило t_p , скважина была закрыта. Данные давления,

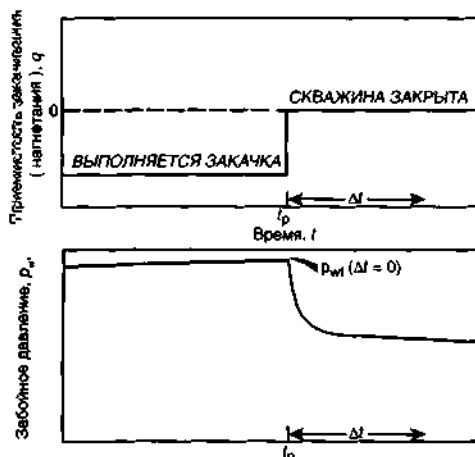


Рис. 1.122. Идеализированные графики приемистости и кривой изменения давления для исследований с падением давления в скважине после ее закрытия

снятые непосредственно перед закрытием скважины и в течение периода остановки, обрабатывались методом Хорнера.

Значения давления, полученные во время исследования с падением давления в скважине после ее закрытия, можно представить с помощью уравнения 1.3.11 как:

$$p_{ws} = p^* + m \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right];$$

с:

$$m = \frac{162,6 q_{inj} B \mu}{k h},$$

где p^* — ложное давление, которое равно начальному пластовому давлению только на вновь открытом месторождении.

Как показано на рис. 1.123, график p_{ws} от $\log \left\{ (t_p + \Delta t) / \Delta t \right\}$ образует прямой участок с точкой пересечения с осью ординат p^* при $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ и отрицательным угловым коэффициентом m .

Следует отметить, что для определения точки, в которой завершаются эффекты заполнения ствола скважины и начинается прямая линия в полулогарифмических координатах, необходимо построить по полученным данным двойной логарифмический график. Проницаемость и скин-фактор можно рассчитать, как описывалось выше, по выражениям:

$$k = \frac{162,6 q_{inj} B \mu}{m h};$$

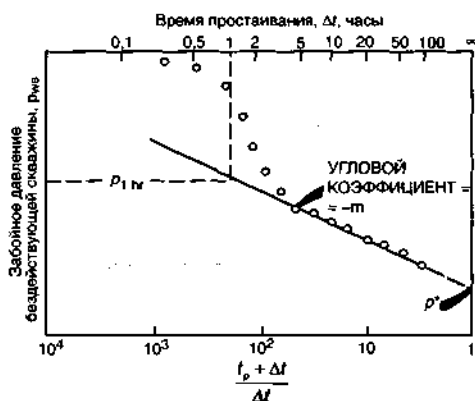


Рис. 1.123. График Хорнера для типичного исследования методом падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия

$$s = 1,513 \left[\frac{P_{wf} - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_p r_w^2} \right) + 3,2275 \right]$$

Эрлагер (Earlougher, 1977) показал, что если перед измерением падающего давления в нагнетательной скважине после ее закрытия скорость закачивания изменяется, эквивалентную продолжительность закачивания можно ориентировочно определить по формуле:

$$t_p = \frac{24 W_{inj}}{q_{inj}}$$

где W_{inj} — суммарный объем, закачанный с момента последнего выравнивания давления, т. е. последнего закрытия скважины, а q_{inj} — приемистость непосредственно перед закрытием.

Нередко при проведении измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия по завершении исследования приемистости исследователи сталкиваются с изменением коэффициента заполнения скважины. Это происходит с любой скважиной, в которой во время исследований создавалось разрежение. В нагнетательной скважине разрежение создается, когда забойное давление снижается до величины, недостаточной для поддержания водяного столба высотой до поверхности. Перед созданием разрежения скважина заполняется флюидом из-за расширения воды. После создания разрежения коэффициент заполнения будет определяться падением уровня флюида. Это изменение коэффициента заполнения обычно проявляется в виде уменьшения скорости падения давления.

Данные измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия можно также представить в графической фор-

ме, построив график p_{ws} от $\log(\Delta t)$ по методу MDH (Miller-Dyes-Hutchinson — Миллера-Дайса-Хатчинсона). Математическое выражение для расчета ложного давления p^* путем MDH-анализа представлено формулой 1.3.12:

$$p^* = p_{hr} - |m| \log(t_p + 1). \quad [1.7.8]$$

Эрлагер (Earlougher) показал, что график MDH на практике предпочтительнее использовать, если t_p составляет менее половины от времени остановки.

В следующем примере, основанном на данных МакЛеода и Култера (McLeod и Coulter, 1969) и Эрлагера (Earlougher, 1977), рассмотрена методика обработки данных, полученных измерением падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия.

Пример 1.48* Во время обработки пласта для интенсификации притока в скважину закачивался рассол; данные, полученные МакЛеодом и Култером (McLeod и Coulter, 1969) при измерении падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия, показаны графически на рис. 1.124—1.126. Другие исходные данные:

общее время закачивания $t_p = 6,82$ часов;
общее время измерения падающего давления в нагнетательной скважине после ее закрытия = 0,67 часа;
 $q_{inj} = 807$ ст. барр./сут.;
 $B_w = 1,0$ пл. барр./ст. барр.;
 $c_s = 3,0 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;
 $\phi = 0,25$, $h = 28$ фут [8,5 м]; $\mu_w = 1,0$ сП;
 $c_f = 1,0 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;
 $r_c = 0,4$ фут [0,12 м];
 $S_w = 67,46$ фунт/фут³ [1,08 кг/м³];
глубина = 4819 фут [1470 м];
градиент гидростатического давления флюида = 0,4685 пси/фут.

Зарегистрированные значения давления в остановленной скважине выражаются через замер *устьевого давления нагнетания* p_{wf} с $P_{wf} - P_{1hr} = 1310$ пси [9,0 МПа]. Требуется определить:

- коэффициент заполнения ствола скважины;
- проницаемость;
- скин-фактор;
- среднее давление.

Решение.

Шаг 1. Если судить по двойному логарифмическому графику, показанному на рис. 1.124, прямой участок на графике в полулогарифмических координатах начинается примерно через 0,1—0,2 часа после закрытия скважины.

* По данным: Robert Earlougher, *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические методы исследования скважин), 1977.

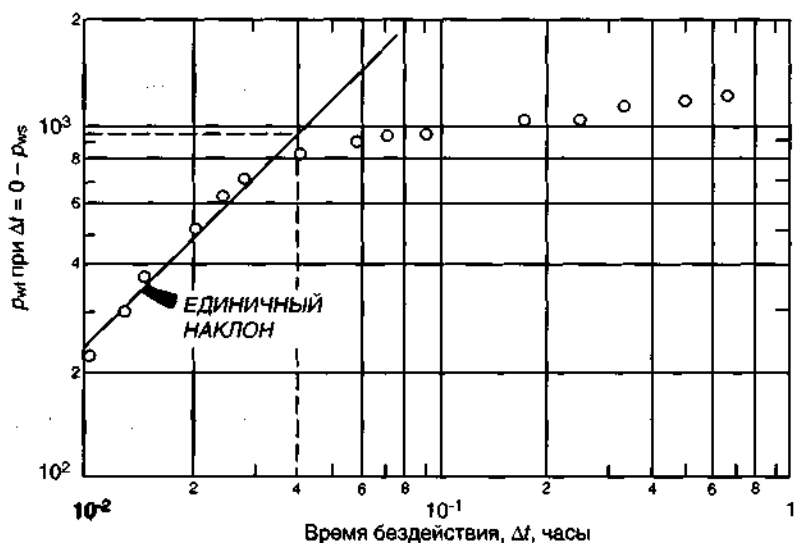


Рис. 1.124. Двойной логарифмический график по данным измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия, пример 1.48 (по данным: Earlougher, R. *Advances in Well Test Analysis* (Гидродинамические исследования скважин)) (разрешение на публикацию получено от SPE, copyright SPE, 1977)

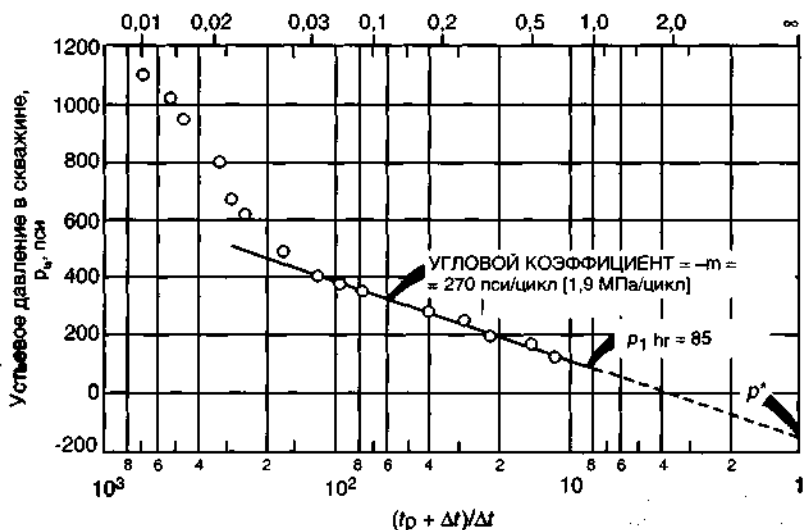


Рис. 1.125. График Хорнера по данным измерения падения давления в нагнетательной скважине, закрытой после закачивания рассола, пример 1.48

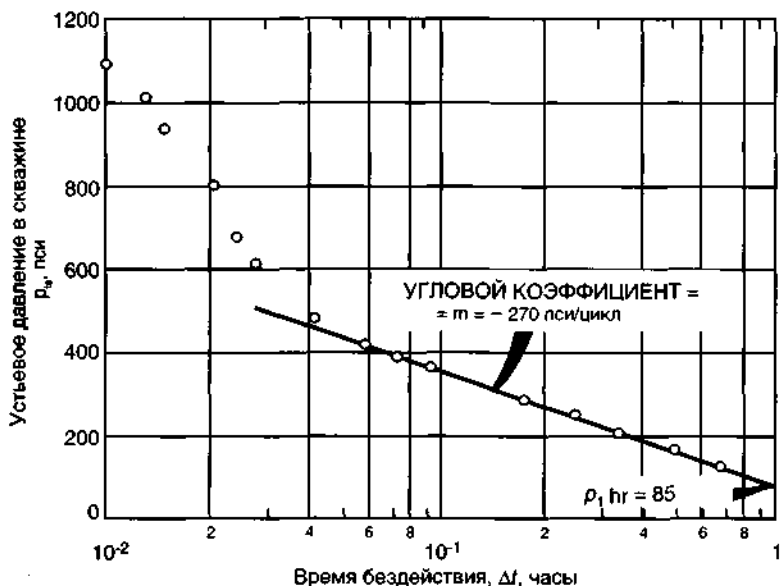


Рис. 1.126. График Миллера-Дайса-Хатчинсона (Miller-Dyes-Hutchinson) по данным измерения давления в нагнетательной скважине, закрытой после закачивания рассола, пример 1.48

Выбрав на прямом участке с единичным угловым коэффициентом точку с координатами $\Delta p = 238$ пси [1,6 МПа] при $\Delta t = 0,01$ часа, рассчитаем коэффициент заполнения ствола скважины по формуле 1.7.5:

$$C = \frac{q_{in} B t}{24 \Delta p} = \frac{(807)(1,0)(0,01)}{(24)(238)} = 0,0014$$

Шаг 2. На рис. 1.125 и 1.126 показан график Хорнера, т. е. график устьевое давления нагнетания от $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$, и график MDH, т. е. график устьевое давления нагнетания от $\log(\Delta t)$, соответственно. Проанализировав оба графика, получим:

$$m = 270 \text{ пси/цикл [1,9 МПа/цикл];}$$

$$p_{1hr} = 85 \text{ пси [586 кПа].}$$

По этим двум значениям рассчитаем k и z :

$$k = \frac{162,6 q_{in} B \mu}{|m| h} = \frac{(162,6)(807)(1,0)(1,0)}{(270)(28)} = 17,4 \text{ мД.}$$

$$s = 1,513 \left[\frac{p_{wf} \text{ при } \Delta t = 0 - p_{1hr}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\Phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3,2275 \right] =$$

$$= 1,513 \left[\frac{1310 - 85}{270} - \log \left(\frac{17,4}{(0,25)(1,0)(1,0 \times 10^{-3})(0,4)^2} \right) \right] + 3,2275 = 0,15.$$

Шаг 3. Определим p^* , экстраполировав график Хорнера, рис. 1.125, на $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$, тогда:

$$p^*_{1hr} = -151 \text{ пси [1,04 МПа].}$$

p^* можно приблизительно рассчитать по формуле 1.7.8:

$$p^* = p_{1hr} - |m| \log(t_p + 1);$$

$$p^*_{1hr} = 85 - (270) \log(6,82 + 1) = -156 \text{ пси [1,08 МПа].}$$

Это — давление на устье скважины, т. е. на поверхности. Если градиент гидростатического давления составляет 0,4685 пси/фут, а глубина — 4819 фут [1470 м], ложное пластовое давление будет равно:

$$p^* = (4819)(0,4685) - 151 = 2107 \text{ пси [14,5 МПа],}$$

а поскольку время закачивания t_p мало в сравнении с временем остановки, можно допустить, что:

$$\bar{p} = p^* = 2107 \text{ пси [14,5 МПа].}$$

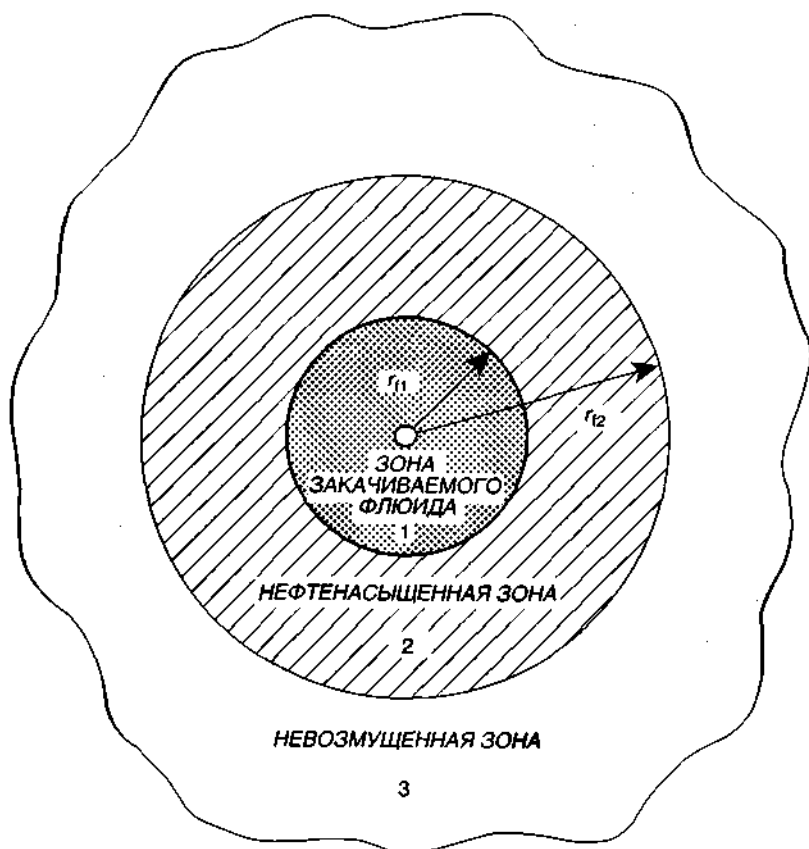


Рис. 1.127. Схема распределения флюида вокруг нагнетательной скважины (схематизация пласта)

Анализ данных измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия в системах с коэффициентом подвижности, отличным от единицы

На рис. 1.127 показано распределение насыщенности вблизи нагнетательной скважины (вид сверху). На рисунке изображены две различные зоны.

Зона 1 соответствует обводненной зоне, передний фронт которого находится на расстоянии r_1 от нагнетательной скважины. Подвижность λ флюида, нагнетаемого в эту зону, т. е. зону 1, определяется как отношение эффективной проницаемости нагнетаемого флюида при средней насыщенности к его вязкости, или:

$$\lambda_1 = (k/\mu)_1$$

Зона 2 соответствует нефтенасыщенной зоне, передний фронт которой находится на расстоянии r_2 от нагнетательной скважины.

Подвижность λ нефти в этой зоне, т. е. зоне 2, определяется как отношение эффективной проницаемости, рассчитанной для начального момента времени с учетом насыщенности пласта связанной водой к ее вязкости, или:

$$\lambda_2 = (k/\mu)_2$$

Обработка результатов исследований нагнетательной скважины для двух зон продуктивного пласта возможна, если пласт полностью насыщен жидкостью или если максимум времени остановки для измерения падения давления в нагнетательной скважине таков, что радиус возмущения давления не превышает внешнего радиуса нефтенасыщенной зоны пласта. Идеальный график Хорнера для измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия, осуществляемого в двухзонной системе, показан на рис. 1.128.

На рис. 1.128 показаны две различные прямые линии с угловыми коэффициентами m ,

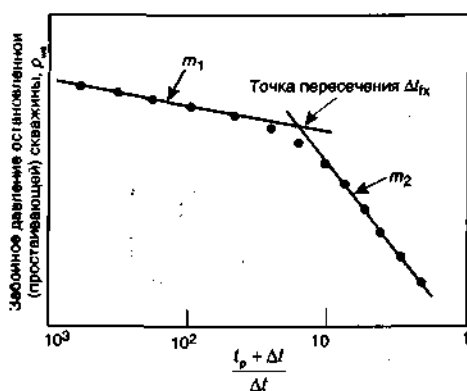


Рис. 1.128. Метод обработки результатов исследований нагнетательной скважины после ее закрытия для двух зон продуктивного пласта

и m_2 , которые пересекаются в точке Δt_{fx} . Угловой коэффициент первой линии m_1 используется для расчета эффективной проницаемости по воде k_w в заводненной зоне и скин-фактора s . Считается, что угловой коэффициент второй линии m_2 позволяет рассчитать подвижность нефтяного вала λ_v . Однако Меррилл (Merrill) и др. (1974) показали, что угловой коэффициент m_2 может использоваться для определения подвижности в нефтяной зоне, только если $r_{12} > 10r_{11}$ и $(\phi c)_{11} = (\phi c)_{12}$, и разработали методику определения расстояния r_{11} и подвижности каждого из валов. Методика требует знания значений $(\phi c)_1$ в первой и второй зонах, т. е. $(\phi c)_{11}$ и $(\phi c)_{12}$. Авторы предложили следующее выражение:

$$\lambda_v = \frac{k}{\mu} = \frac{162,6QVB}{m_2 h}$$

Также авторы предложили две графических зависимости, показанные на рис. 1.129 и 1.130, которые наряду с графиком Хорнера могут быть использованы для анализа данных, полученных измерением падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия.

Предложенную методику можно свести к следующим операциям.

Шаг 1. Построим двойной логарифмический график Δp от Δt и определим конечную точку действия эффекта заполнения ствола скважины.

Шаг 2. Построим график Хорнера или график MDH и определим m_1 , m_2 и Δt_{fx} .

Шаг 3. Рассчитаем эффективную проницаемость в первой зоне, т. е. в зоне фильтрации закачиваемого флюида, «зоне 1» и скин-фактор из соотношения:

$$k_1 = \frac{162,6q_{inj} B \mu}{m_1 h}; \quad [1.7.9]$$

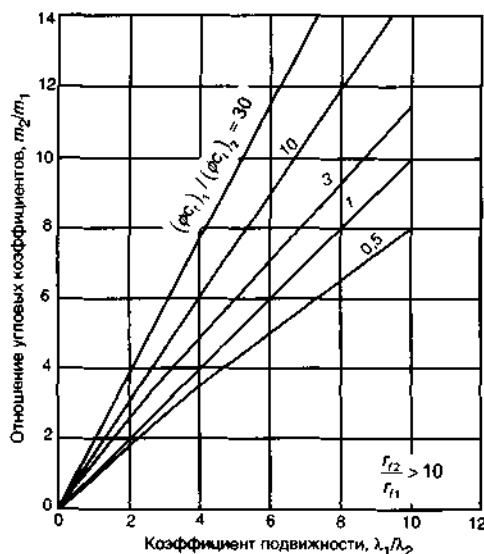


Рис. 1.129. Взаимозависимость между коэффициентом подвижности, отношением угловых коэффициентов и коэффициентом заполнения ствола скважины (по данным: Merrill и др., 1974)

$$s = 1,513 \left[\frac{P_{wf \text{ при } \Delta t \rightarrow 0} - P_{1hr}}{|m_1|} - \log \left(\frac{k_1}{\phi \mu_1 (c_1)_1 r_w^2} \right) + 3,2275 \right],$$

где индекс «1» обозначает зону 1, т. е. зону фильтрации закачиваемого флюида.

Шаг 4. Рассчитаем следующие безразмерные соотношения:

$$\frac{m_2}{m_1} \text{ и } \frac{(\phi c)_{11}}{(\phi c)_{12}},$$

где индексы «1» и «2» обозначают зоны 1 и 2, соответственно.

Шаг 5. На основе двух безразмерных величин, рассчитанных в шаге 4, определим по рис. 1.129 отношение подвижностей λ_1/λ_2 .

Шаг 6. Рассчитаем эффективную проницаемость во второй зоне из следующего выражения:

$$k_2 = \left(\frac{\mu_2}{\mu_1} \right) \frac{k_1}{\lambda_1/\lambda_2}. \quad [1.7.10]$$

Шаг 7. Определим безразмерное время Δt_{Dfx} по рис. 1.130.

Шаг 8. Рассчитаем расстояние до передней границы вала закачанного флюида r_{11} по формуле:

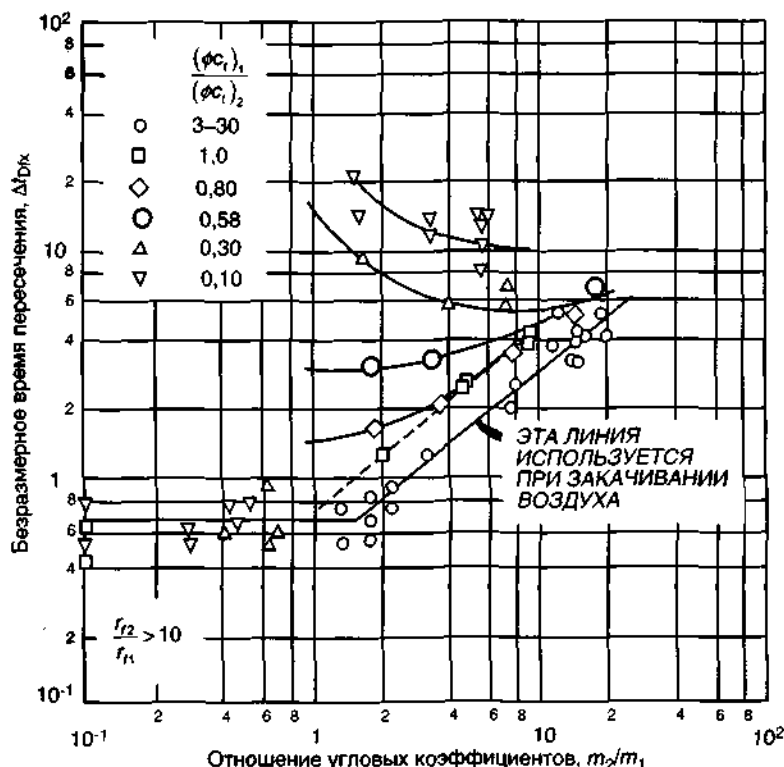


Рис. 1.130. Корреляция безразмерного времени пересечения $\Delta t D f x$, для данных исследования с падением давления после закрытия скважины, расположенной в двухзонном пласте (по данным: Merrill и др., 1974)

$$r_{11} = \sqrt{\frac{0,0002637(k/\mu)_1}{(\phi c_1)_1}} \left(\frac{\Delta t_{fx}}{\Delta t_{Dfx}} \right) \quad [1.7.11]$$

В качестве иллюстрации данной методики Меррилл (Merrill) и др. (1974) привели следующий пример.

Пример 1.49. На рис. 1.131 показан смоделированный график MDH для исследования с падением давления в скважине после ее закрытия в полулогарифмических координатах для двухзонного заводнения при отсутствии видимых эффектов заполнения ствола скважины. Данные, используемые при моделировании, показаны ниже:

$r_w = 0,25$ фут; $h = 20$ фут; $r_{f1} = 30$ фут;
 $r_{f2} = r_e = 3600$ фут; $(k/\mu)_1 = \eta_1 = 100$ мД/сП;
 $(k/\mu)_2 = \eta_2 = 50$ мД/сП; $(\phi c_1)_1 = 8,95 \times 10^{-7}$ пси $^{-1}$;
 $(\phi c_1)_2 = 1,54 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$; $q_{in} = 400$ ст. барр./сут.;
 $B_w = 1,0$ пл. барр./ст. барр.

Требуется рассчитать λ_1 , λ_2 и r_{11} и сравнить эти значения с данными, полученными моделированием.

Решение.

Шаг 1. По рис. 1.131 определим m_1 , m_2 и Δt_{fx} :

$m_1 = 32,5$ пси/цикл.

$m_2 = 60,1$ пси/цикл.

$\Delta t_{fx} = 0,095$ часа.

Шаг 2. Рассчитаем $(k/\mu)_1$, т. е. подвижность водяного вала, по формуле 1.7.9:

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_1 = \frac{162,6 q_{in} B}{|m_1| h} = \frac{162,6 (400)(1,0)}{(32,5)(20)} = 100 \text{ мД/сП.}$$

Величина соответствует значению, полученному моделированием.

Шаг 3. Рассчитаем следующие безразмерные соотношения:

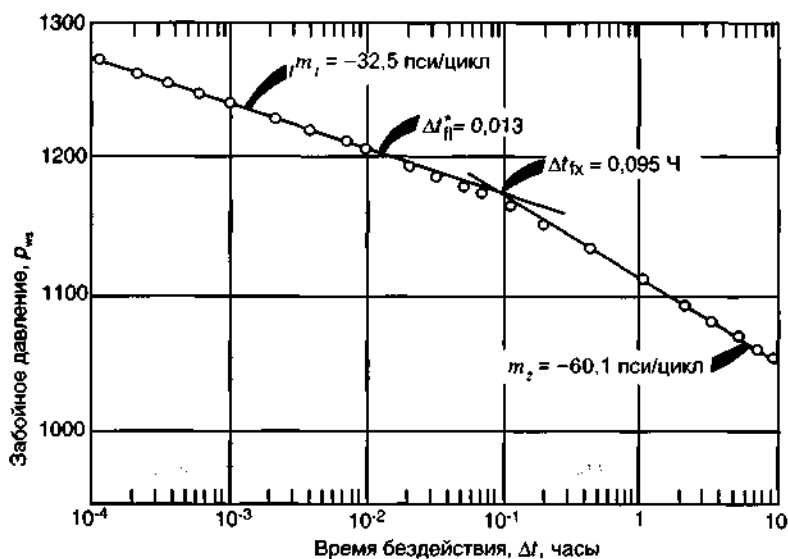


Рис. 1.131. Данные исследования с падением давления в скважине после ее закрытия по примеру 1.49 (по данным: Меррилл (Merrill) и др. 1974)

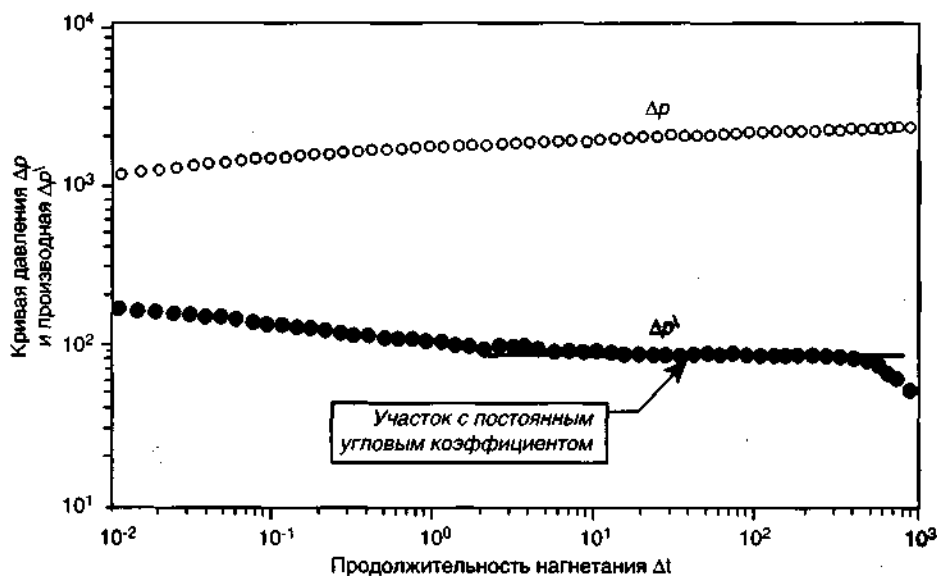


Рис. 1.132. Кривая давления нагнетания и производная (базовый случай)

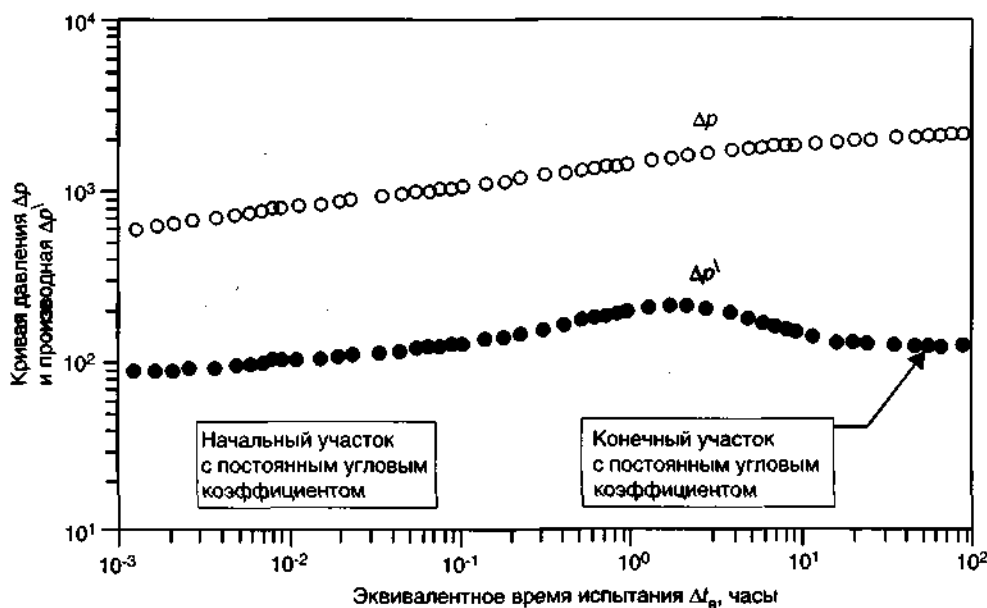


Рис. 1.133. Кривая измеренных значений давления после закрытия скважины и производная (базовый случай)

$$\frac{m_2}{m_1} = \frac{-60,1}{-32,5} = 1,85;$$

$$\frac{(\phi c_1)_1}{(\phi c_1)_2} = \frac{8,95 \times 10^{-7}}{1,54 \times 10^{-6}} = 0,581.$$

Шаг 4. На основе двух безразмерных величин, рассчитанных в шаге 4, определим по рис. 1.129 отношение подвижностей λ_1/λ_2 :

$$\frac{\lambda_1}{\lambda_2} = 2,0.$$

Шаг 5. Рассчитаем подвижность во второй зоне, т. е. подвижность нефтяного вала $\lambda_2 = (k/\mu)_2$, по формуле 1.7.10:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_2 = \frac{(k/\mu)_1}{(\lambda_1/\lambda_2)} = \frac{100}{2,0} = 50 \text{ мД/сП},$$

в точном соответствии с исходными данными.

Шаг 6. Определим Δt_{Dfx} по рис. 1.130:

$$\Delta t_{Dfx} = 3,05.$$

Шаг 7. Рассчитаем $r_{п1}$ по уравнению 1.7.11:

$$r_{п1} = \sqrt{\frac{(0,0002637)(100)(0,095)}{(8,95 \times 10^{-7})(3,05)}} = 30 \text{ фут.}$$

Е и Агарвал (Yeh и Agarwal, 1989) предло-

жили другой подход к обработке полученных данных при исследовании на приемистость и измерении падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия. В их методике для выполнения анализа используется производная давления Δp и эквивалентное время Агарвала Δt_e (см. формулу 1.4.16). Авторы ввели следующие обозначения:

Во время исследования на приемистость:

$$\Delta p_{wf} = p_{wf} - p_i;$$

$$\Delta p'_{wf} = \frac{d(\Delta p_{wf})}{d(\ln t)},$$

где:

p_{wf} — забойное давление в момент времени t при закачивании, пси;

t — время закачивания, часы;

$\ln t$ — натуральный логарифм t .

Во время измерения падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия:

$$\Delta p_{ws} = p_{wf \text{ при } \Delta t \rightarrow 0} - p_{ws};$$

$$\Delta p'_{ws} = \frac{d(\Delta p_{ws})}{d(\ln \Delta t_e)};$$

с:

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t},$$

где:

Δt — время бездействия, часы;

t_p — время закачивания, часы.

Используя программу численного моделирования, Е и Агарвал (Yeh и Agarwal) смоделировали большое количество исследований на приемистость и измерений падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия. По результатам исследований обоих типов они сделали следующие наблюдения.

Характер изменения давления во время исследований на приемистость

(1) Двойной логарифмический график разности давлений нагнетания Δp_{wf} и ее производной $\Delta p'_{wf}$ от времени закачивания содержит участок с постоянным угловым коэффициентом, показанный на рис. 1.132 и обозначенный $(\Delta p'_{wf})_{const}$. Подвижность воды λ_i в заводненной зоне можно рассчитать по формуле:

$$\lambda_i = \left(\frac{k}{\mu} \right) = \frac{70,62 q_{in} B}{h(\Delta p'_{wf})_{const}}.$$

Отметим, что вместо константы 162,6 используется константа 70,62, поскольку производная давления рассчитывается по натуральному логарифму времени.

(2) Скин-фактор, рассчитанный методом анализа в полулогарифмических координатах, обычно превышает свое истинное значение ввиду резкого различия между свойствами закачанного и пластового флюидов.

Характер изменения давления в скважине после ее закрытия

(1) Двойной логарифмический график изменения давления в скважине после ее закрытия Δp и его производной как функция от эквивалентного времени испытания Δt , показан на рис. 1.133. На полученной кривой производной видны два участка с постоянными угловыми коэффициентами, $(\Delta p'_{ws})_1$ и $(\Delta p'_{ws})_2$, которые отражают радиальные течения в заводненной зоне и радиальные течения в незаводненной зоне, т. е. в нефтяном валу.

Эти две постоянные, характеризующие производную, могут использоваться для расчета подвижности в зонах заводнения λ_i и нефтеносности λ_2 по формуле:

$$\lambda_i = \frac{70,62 q_{in} B}{h(\Delta p'_{ws})_1};$$

$$\lambda_2 = \frac{70,62 q_{in} B}{h(\Delta p'_{ws})_2}.$$

(2) Скин-фактор можно рассчитать на основе первого прямого участка в полулогарифмических координатах, его значение точно отражает реальный скин-фактор скважины.

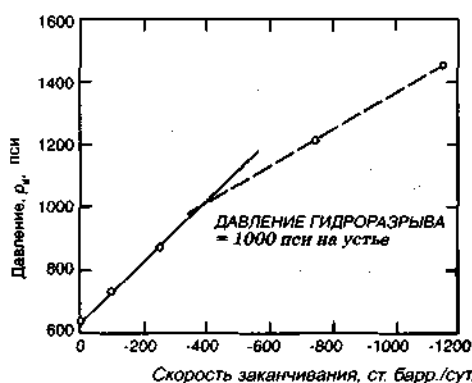


Рис. 1.134. График данных, полученных в ходе исследований на приемистость со ступенчатым изменением давления

1.7.3. Исследования при ступенчатом изменении давления

Исследования на приемистость со ступенчатым изменением давления специально предназначены для определения давления, при котором гидроразрыв может распространяться в породе пласта. В этих исследованиях вода закачивается с постоянным расходом в течение примерно 30 минут, после этого темп закачки последовательно увеличивается и после каждого шага поддерживается постоянным также в течение 30 минут.

На график наносятся значения давления, наблюдаемые в конце каждого шага с постоянной скоростью закачивания, как функция от скорости. Этот график обычно представляет собой две прямые, пересекающиеся в точке давления гидроразрыва пласта, как схематично показано на рис. 1.134. Предлагаемая процедура рассмотрена ниже.

Шаг 1. Закрыть скважину и дождаться стабилизации забойного давления (если закрыть скважину невозможно или нецелесообразно, стабилизировать ее работу при низкой производительности). Измерить давление после стабилизации.

Шаг 2. Открыть скважину при низкой производительности закачивания и поддерживать этот расход в течение заданного промежутка времени. Зафиксировать давление в конце периода закачки.

Шаг 3. Увеличить производительность закачивания и в конце временного интервала, аналогичного используемому в шаге 2, снова зафиксировать давление.

Шаг 4. Повторить шаг 3, каждый раз увеличивая темп закачивания, пока график ступенчатого изменения давления не достигнет давления гидроразрыва, показанного на рис. 1.134.

Как показано Горниом (Gorni, 1995), данные, представленные в графической форме, воспринимаются намного легче, чем таблицы числовых значений. Горни предложил следующие по-

казатели для построения графиков функций, которые считаются важной частью системы компьютерной интерпретации данных исследования скважин.

Период нагнетания (добычи)	Характеристика	Используемый график
Радиальное течение в бесконечном пласте (падение давления)	Прямая линия в полулогарифмических координатах	График p от $\log \Delta t$ (график в полулогарифмических координатах, иногда его называют графиком MDH)
Радиальное течение в бесконечном пласте (нарастание давления)	Прямая линия на графике Хорнера	График p от $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$ (график Хорнера)
Влияние заполнения ствола скважины нефтью	Прямая линия на графике p от t или прямой участок с единичным угловым коэффициентом на графике $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$	График $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$ (двойной логарифмический график, типовая кривая)
Разрыв с конечной гидропроводностью трещины	Прямой участок с угловым коэффициентом $1/4$ на графике $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$	График $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$ или Δp от $\Delta t^{1/4}$
Разрыв с бесконечной гидропроводностью трещины	Прямой участок с угловым коэффициентом $1/2$ на графике $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$	График $\log \Delta p$ от $\log \Delta t$ или Δp от $\Delta t^{1/2}$
Режим двойной пористости	S-образный переходный участок между параллельными прямыми линиями в полулогарифмических координатах	График p от $\log \Delta t$ (в полулогарифмических координатах)
Закрытая граница	Псевдостационарное состояние, давление линейно изменяется со временем	График p от Δt (график в декартовых координатах)
Непроницаемый сброс	Увеличение вдвое наклона прямой линии на графике в полулогарифмических координатах	График p от $\log \Delta t$ (в полулогарифмических координатах)
Граница постоянного давления	Постоянное давление, пологая линия на всех графиках p от t	Любой

Чодри (Chaudhry, 2003) предложил другой удобный набор показателей, показанный в табл. 1-10, который упорядочивает функции производной давления для стандартных режимов течения, рассмотренных в этой главе.

Камаль (Kamal) и др. (1995) свели в удобную таблицу различные графики и режимы течений, наиболее часто используемые в гидродинамических исследованиях, а также информацию, получаемую в результате этих испытаний, см. табл. 1.11 и 1.12.

Таблица 1.10. Виды производной давления для часто встречающихся режимов течений

Течение из матрицы в трещины в коллекторах с двойной пористостью и эффектом заполнения ствола скважины	Прямые линии на графике в полулогарифмических координатах с наклоном 1.151 Параллельные прямые линии являются подтверждением наличия трещинных коллекторов
Псевдостационарное течение между зонами с различными значениями пористости в коллекторах с двойной пористостью	График изменения давления: рост, выравнивание, рост Наклон производной давления = 0, провал = 0 Дополнительная отличительная характеристика: тренд провала на средней фазе исследований, длящийся более 1 логарифмического цикла

(Продолжение на следующей странице)

Переходное течение между зонами с различными значениями пористости в коллекторах с двойной пористостью	График изменения давления: увеличение крутизны Наклон производной давления = 0, тренд «восходящего» изменения = 0 Дополнительная отличительная характеристика: наклон на среднем участке удваивается
Псевдостационарное состояние	Угловой коэффициент графика изменения давления: для падения и ноль для нарастания Наклон производной давления: для падения и резкое снижение для нарастания Дополнительная отличительная характеристика: на последнем участке падения графики изменения давления и производной совпадают; намного раньше на графике производной формируется прямой участок с угловым коэффициентом 1
Граница постоянного давления (стационарное состояние)	Угловой коэффициент графика изменения давления: 0 График производной давления: резкое снижение Дополнительная отличительная характеристика: невозможно отличить от псевдостационарного состояния при испытаниях с нарастанием давления
Единичный непроницаемый сброс (псевдостационарное течение)	Угловой коэффициент графика изменения давления: резкое Угловой коэффициент графика производной давления = 0, тренд «восходящего» изменения = 0 Дополнительная отличительная характеристика: наклон на среднем участке удваивается
Линейное (одномерное) течение в удлиненном пласте	Угловой коэффициент графика изменения давления: 0,5 Угловой коэффициент графика производной давления: 0,5 Дополнительная отличительная характеристика: график изменения давления и производной параллельны и различаются в два раза; намного раньше на графике производной формируется прямой участок с угловым коэффициентом 0,5
Радиальное течение в бесконечном пласте с эффектом заполнения ствола скважины	Угловой коэффициент графика изменения давления = 1, угловой коэффициент графика производной давления = 1 Дополнительная отличительная характеристика: на раннем этапе графики изменения давления и производной совпадают
Радиальное течение в бесконечном пласте с неполным вскрытием и с эффектом заполнения ствола скважины	График изменения давления растет, угловой коэффициент графика производной давления = 0 Дополнительная отличительная характеристика: на среднем участке график производной пологий
Линейное течение в пласте с вертикальным разрывом с бесконечной гидропроводностью	$K(x)^2$: расчет по специальному графику Угловой коэффициент графика давления = 0,5, угловой коэффициент графика производной давления = 0,5 Дополнительная отличительная характеристика: график изменения давления и производной на ранней стадии параллельны и различаются в два раза
Билинейное течение в пласте с вертикальным разрывом с бесконечной гидропроводностью	$K\mu$: расчет по специальному графику Угловой коэффициент графика давления = 0,25, угловой коэффициент графика производной давления = 0,25 Дополнительная отличительная характеристика: график изменения давления и производной на ранней стадии параллельны и различаются в четыре раза
Радиальное течение в бесконечном пласте с эффектом заполнения ствола скважины	Непроницаемый сброс
Влияние заполнения ствола скважины нефтью	Граница отсутствия притока
Линейное течение в пласте с эффектом заполнения ствола скважины	Kb^2 : расчет по специальному графику

Таблица 1.11. Свойства пласта, полученные на основе различных гидродинамических исследований (по данным: Katal и соавт., 1995)

Определение параметров пласта	Поведение пласта	Исследования на ступенчатое падение давления	Давление жидкости разрыва на распространение трещины
Повторные или многократные опробывания пласта	Проницаемость Скин-зона Длина разрыва Пластовое давление Границы пласта Границы	Измерение падения давления в нагнетательной скважине после ее закрытия	Проницаемость Скин-зона Подвижность в различных валах Скин-зона Пластовое давление Длина разрыва Расположение фронтальных границ
Исследования с падением давления	Поведение пласта Проницаемость Скин-зона Длина разрыва Границы пласта Границы	Исследование интерференции и гидропрослушивания	Взаимное влияние нескольких скважин Поведение типа пласта Пористость Межскважинная проницаемость Вертикальная проницаемость
Исследования с нарастанием давления	Поведение пласта Проницаемость Скин-зона Длина разрыва Пластовое давление Границы	Исследования многослойных пластов	Свойства отдельных слоев Горизонтальная проницаемость Вертикальная проницаемость Скин-зона Среднее давление в слое Внешние границы

Таблица 1.12. Графики гидродинамических исследований и режимы течений (по данным: Katal и соавт., 1995)

Режим течения	Графики				
	Декартова система координат	$\sqrt{\Delta t}$	$\sqrt[4]{\Delta t}$	Двойной логарифмический	Полулогарифмический
Влияние заполнения ствола скважины нефтью	Прямая Наклон $\rightarrow C$ Точка пересечения Δt_c и Δp_c			Единый угловой коэффициент на графиках Δp и p Графики Δp и p совпадают	Положительный с отрицательный s
Линейное течение		Прямая Наклон $= m_1 \rightarrow I$ Точка пересечения = нарушение проницаемости пласта		Угловой коэффициент $= 1/2$ на графике p' и Δp , если $s=0$ Угловой коэффициент $< 1/2$ на графике Δp , если $s \neq 0$ p' в два раза меньше Δp	
Билинейное течение			Прямая Наклон $= m_2 \rightarrow C_{1d}$	Угловой коэффициент $= 1/4$ p' в четыре раза меньше Δp	
Первое течение IARF* (слой с высокой k , разрывы)	Падение			График p' горизонтален при $p'_D = 0,5$	Прямая Наклон $= m \rightarrow kh$ $\Delta p_{1D} \rightarrow s$
Переход	Более резкое падение			$\Delta p = k e^{-2s}$ или B' $p'_D = 0,25$ (переход) $< 0,25$ (псевдостационарное состояние)	Прямая Наклон $= m/2$ (переход) $= 0$ (псевдостационарное состояние)
Второе течение IARF (система в целом)	Наклон авалогичен наклону при первом течении IARF			График p' горизонтален при $p'_D = 0,5$	Прямая Наклон $= m \rightarrow kh, p^*$ $\Delta p_{1D} \rightarrow s$

* IARF = Infinite-Acting Radial Flow
(Радиальное течение в бесконечном пласте).

(Продолжение на следующей странице)

Режим течения	Декартова система координат	Графики			
		$\sqrt{\Delta t}$	$\sqrt[4]{\Delta t}$	Двойной логарифмический	Полулогарифмический
Одиночная граница отсутствия притока				График p горизонтален при $p_D = 1,0$	Прямая Наклон = 2т Пересечение с IARF $\rightarrow$ расстояние до границы
Внешние границы отсутствия притока (только для испытаний с падением давления)	Прямая Наклон = $m^* \rightarrow \phi A h$ $p_{inc} \rightarrow C_A$			Единичный угловой коэффициент на графиках Δp и p Графики Δp и p совпадают	Увеличивающийся рост

Задачи

1. Несжимаемый флюид течет в линейной пористой среде со следующими свойствами:

$L=2500$ фут; $h=30$ фут; ширина=500 фут;
 $k=50$ мД; $\phi=17\%$; $\mu=2$ сП; давление=2100 пси;
 $Q=4$ пл. барр./сут.; $\rho=45$ фунт/фут³.

Рассчитать и построить профиль давления для линейной системы.

2. Пусть линейная пластовая система, описанная в задаче 1, наклонена и угол наклона пласта составляет 7°. Рассчитать разность потенциалов флюида на всей линейной системе.

3. Газ с относительной удельной массой 0,7 течет по линейному пласту при температуре 150 °F (66 °C). Значения давления в верхней и нижней точках составляют 2000 и 1800 пси [13,8 и 12,4 МПа], соответственно. Пласт характеризуется следующими свойствами:

$L=2000$ фут; $W=300$ фут; $h=15$ фут;
 $k=40$ мД; $\phi=15\%$.

Рассчитать расход газа.

4. Нефтяная скважина осуществляет добычу с дебитом 1000 ст. барр./сут. при забойном гидродинамическом давлении 2000 пси [13,8 МПа]. Продуктивная зона и добывающая скважина характеризуются следующими свойствами:

$h=35$ фут; $r_w=0,25$ фут;
 область дренирования=40 акр; API=45°;
 $\gamma_g=0,72$; $R_g=700$ ст. фут³/ст. барр.; $k=80$ мД.

Предполагая, что установилось стационарное течение, рассчитать профиль давления в призабойной зоне и построить его график.

5. Предполагая, что установилось стационарное течение несжимаемого флюида, рассчитать дебит нефти при следующих условиях:

$p_r=2500$ пси; $p_{wf}=2000$ пси; $r_e=745$ фут;
 $r_w=0,3$ фут; $\mu_o=2$ сП; $B_o=1,4$ пл. барр./ст. барр.;
 $h=30$ фут; $k=60$ мД.

6. Газовая скважина осуществляет добычу при забойном гидродинамическом давлении 900 пси [6,2 МПа]. Текущее пластовое давление составляет 1300 пси [9,0 МПа]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$T=140^\circ\text{F}$; $\gamma_g=0,65$; $r_w=0,3$ фут;
 $k=60$ мД; $h=40$ фут; $r_e=1000$ фут.

Рассчитать дебит газа с помощью:
 (а) метода псевдодавления реального газа;
 (б) методом квадратов давлений.

7. После периода остановки давление в нефтяной скважине стабилизировалось на уровне 3200 пси [22,1 МПа]. Скважина эксплуатируется в условиях нестационарного (переходного) течения и постоянного дебита 500 ст. барр./сут. Дано:

$B_o=1,1$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o=2$ сП; $c_f=15 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;
 $k=50$ мД; $h=20$ фут; $\phi=20\%$;
 $r_w=0,3$ фут; $p_i=3200$ пси.

Рассчитать профиль давления через 1, 5, 10, 15 и 20 часов и построить соответствующие графики.

8. Из скважины добывается нефть с постоянной производительностью 800 ст. барр./сут. в условиях переходного течения. Имеются также следующие дополнительные данные:

$B_o=1,2$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o=3$ сП; $c_f=15 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;
 $k=100$ мД; $h=25$ фут; $\phi=15\%$;
 $r_w=0,5$; $p_i=4000$ пси.

С помощью функции Ei и метода p_D рассчитать забойное гидродинамическое давление через 1, 2, 3, 5 и 10 часов. Нанести результаты

расчетов на график в полулогарифмических и декартовых координатах.

9. Скважина эксплуатируется с депрессией на пласт 350 пси [2,4 МПа] с постоянным дебитом 300 ст. барр./сут. Эффективная мощность составляет 25 фут [7,6 м]. Дано:

$$r_e = 660 \text{ фут}; r_w = 0,25 \text{ фут};$$

$$\mu_o = 1,2 \text{ сП}; B_o = 1,25 \text{ пл. барр./ст. барр.}$$

Рассчитать:

- среднюю проницаемость;
- гидропроводность пласта.

10. Нефтяная скважина размещена в центре квадратной сетки скважин общей площадью 40 акр [162 тыс. м²]. Дано:

$$\phi = 20\%; h = 15 \text{ фут}; k = 60 \text{ мД};$$

$$\mu_o = 1,5 \text{ сП}; B_o = 1,4 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$r_w = 0,25 \text{ фут};$$

$$p_i = 2000 \text{ пси}; p_{wf} = 1500 \text{ пси.}$$

Рассчитать дебит нефти.

11. Остановленная скважина расположена на расстоянии 700 фут [213 м] от первой скважины и 1100 фут [335 м] от второй. Первая скважина эксплуатировалась в течение 5 суток с дебитом 180 ст. барр./сут., после чего начата эксплуатация второй скважины с дебитом 280 ст. барр./сут. Рассчитать падение давления в остановленной скважине на момент, когда вторая скважина проработала 7 суток. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$p_i = 3000 \text{ пси}; B_o = 1,3 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$\mu_o = 1,2 \text{ сП}; h = 60 \text{ фут}; c_i = 15 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$\phi = 15\%; k = 45 \text{ мД.}$$

12. Скважина эксплуатировалась в течение 24 часов с дебитом 150 ст. барр./сут. После этого дебит был увеличен до 360 ст. барр./сут. и поддерживался еще 24 часа. Затем дебит был снижен до 310 ст. барр./сут. и оставался таковым 16 часов. Рассчитать падение давления в остановленной скважине, расположенной на расстоянии 700 фут [213 м] от добывающей скважины, с учетом следующих данных:

$$\phi = 15\%; h = 20 \text{ фут}; k = 100 \text{ мД};$$

$$\mu_o = 2 \text{ сП}; B_o = 1,2 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$r_w = 0,25 \text{ фут}; p_i = 3000 \text{ пси}; c_i = 12 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

13. Скважина эксплуатировалась в условиях нестационарного течения 5 суток с дебитом 300 ст. барр./сут. Скважина расположена на расстоянии 350 фут [107 м] и 420 фут [128 м] от двух непроницаемых сбросов. Дано:

$$\phi = 17\%; c_i = 16 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; k = 80 \text{ мД};$$

$$p_i = 3000 \text{ пси}; B_o = 1,3 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$\mu_o = 1,1 \text{ сП}; r_w = 0,25 \text{ фут}; h = 25 \text{ фут.}$$

Рассчитать давление в скважине через 5 суток.

14. Выполнены исследования с падением давления новой скважины, результаты приводятся ниже.

t (часы)	p_{wf} (пси)
1,50	2978
3,75	2949
7,50	2927
15,00	2904
37,50	2876
56,25	2863
75,00	2848
112,50	2810
150,00	2790
225,00	2763

Дано:

$$p_i = 3400 \text{ пси}; h = 25 \text{ фут}; Q = 300 \text{ ст. барр./сут.};$$

$$c_i = 18 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; \mu_o = 1,8 \text{ сП};$$

$$B_o = 1,1 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$r_w = 0,25 \text{ фут}; \phi = 12\%.$$

Предположив, что эффект заполнения ствола скважины отсутствует, рассчитать:

- среднюю проницаемость;
- скин-фактор.

15. Выполнены исследования с падением давления на скважине месторождения. Скважина эксплуатировалась с постоянным дебитом 175 ст. барр./сут. Характеристики флюида и пласта даны ниже:

$$S_{wi} = 25\%; \phi = 15\%; h = 30 \text{ фут}; c_i = 18 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$r_w = 0,25 \text{ фут}; p_i = 4680 \text{ пси}; \mu_o = 1,5 \text{ сП};$$

$$B_o = 1,25 \text{ пл. барр./ст. барр.}$$

Результаты исследования с падением давления приведены ниже в таблице.

t (часы)	p_{wf} (пси)
0,6	4388
1,2	4367
1,8	4355
2,4	4344
3,6	4334
6,0	4318
8,4	4309
12,0	4300
24,0	4278

t (часы)	p_w (пси)
36,0	4261
48,0	4258
60,0	4253
72,0	4249
84,0	4244
96,0	4240
108,0	4235
120,0	4230
144,0	4222
180,0	4206

Рассчитать:

- а) площадь области дренирования;
- б) скин-фактор;
- в) дебит нефти при забойном гидродинамическом давлении 4300 пси [29,6 МПа] для условий псевдостационарного течения.

16. Выполнены исследования с нарастанием давления на нефтяной скважине, которая эксплуатировалась в течение 53 часов с дебитом 146 ст. барр./сут.

Характеристики пласта и флюида приведены ниже.

$B_o = 1,29$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o = 0,85$ сП;

$c_i = 12 \times 10^{-6}$ пси⁻¹; $\phi = 10\%$; $p_{wf} = 1426,9$ пси;

$A = 20$ акр.

Результаты исследования с нарастанием давления приведены ниже в таблице.

Рассчитать:

- а) среднее пластовое давление;
- б) скин-фактор;
- в) гидропроводность пласта;
- г) площадь области дренирования и сравнить ее с заданным значением.

Время	p_w (пси)
0,167	1451,5
0,333	1476,0
0,500	1498,6
0,667	1520,1
0,833	1541,5
1,000	1561,3
1,167	1581,9
1,333	1599,7
1,500	1617,9
1,667	1635,3
2,000	1665,7
2,333	1691,8
2,667	1715,3
3,000	1736,3
3,333	1754,7
3,667	1770,1
4,000	1783,5
4,500	1800,7
5,000	1812,8
5,500	1822,4
6,000	1830,7
6,500	1837,2
7,000	1841,1
7,500	1844,5
8,000	1846,7
8,500	1849,6
9,000	1850,4
10,000	1852,7
11,000	1853,5
12,000	1854,0
12,667	1854,0
14,620	1855,0

2

Приток воды

- 2.1. Классификация водоносных горизонтов 202
- 2.2. Распознавание естественных водопритоков 204
- 2.3. Модели водопритока 204

Практически все коллекторы углеводородов окружены водоносными породами (их также называют водоносными горизонтами). Эти водоносные горизонты по размеру иногда существенно превышают нефтяной или газовый пласт, к которому они примыкают, так что их можно считать бесконечными, а иногда оказываются значительно меньше пласта, в этом случае их влияние на поведение пласта считается пренебрежимо малым.

По мере добычи пластовых флюидов и снижения пластового давления создается разность давлений между окружающим водоносным горизонтом и пластом. В соответствии с основным законом течения флюида в пористой среде водоносный горизонт вытесняет исходную поверхность контакта углеводорода с водой. В некоторых случаях обводнение происходит вследствие гидродинамических условий, при этом в пласт проникают поверхностные воды. Зачастую объем пор водоносного горизонта незначительно превышает объем пор самого пласта. То есть расширение воды из водоносного горизонта незначительно по сравнению с суммарной мощностью системы, и пласт ведет себя как объемный. В этом случае влиянием притока воды можно пренебречь. В других случаях проницаемость водоносного горизонта оказывается достаточно низкой, и для проникновения в пласт существенного количества воды требуется создание очень высокого перепада давления. И в этом случае влиянием притока воды можно пренебречь.

В данной главе описываются системы пласт — водоносный горизонт, в которых размер последнего достаточно велик, а проницаемость породы достаточно высока, чтобы приток воды возникал по мере обеднения пласта. В главе рассматриваются различные модели для расчета притока воды с подробным разбором вычислительных шагов, используемых в этих моделях.

2.1. Классификация водоносных горизонтов

При разработке нефтяных и газовых пластов часто используется методика, получившая название «водонапорный режим» или «режим поддержки пластового давления (ППД)». Иногда его называют естественным водонапорным режимом, в отличие от искусственного водонапорного режима, представляющего собой нагнетание воды в пласт. Добыча углеводорода из пласта и последующее снижение давления вызывают со стороны водонапорного горизонта воздействие, направленное на компенсацию этого падения. Это воздействие проявляется в форме притока воды, который обычно называют обводнением и который обуславливается следующими факторами:

- продвижение в пласт воды из водоносного горизонта;
- сжимаемость породы водоносного горизонта;
- артезианский поток в условиях, когда водоносный горизонт расположен выше продуктивной зоны.

В подразделах ниже рассмотрены общепринятые принципы классификации систем пласт — водоносный горизонт.

2.1.1. Уровень поддерживаемого давления

По количественному уровню поддерживаемого водоносным горизонтом давления естественные водонапорные режимы часто описываются как:

- активный водонапорный режим;
- частичный водонапорный режим;
- ограниченный водонапорный режим;

Термин «активный» по отношению к водонапорному режиму связан с механизмом обводнения, при котором скорость притока воды равна суммарному темпу отбора из пласта. Активные водонапорные режимы обычно характеризуются плавным и медленным понижением пластового давления. Если во время какого-либо длительного периода добычи пластовое давление остается практически неизменным, скорость компенсации пластового флюида должна быть равна скорости притока:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Расход} \\ \text{притока} \\ \text{воды} \\ \text{из водоносного} \\ \text{пласта} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Дебит} \\ \text{нефти} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Дебит} \\ \text{свободного} \\ \text{газа} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Дебит} \\ \text{воды} \end{array} \right];$$

или:

$$e_w = Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w. \quad [2.1.1]$$

где:

- e_w — скорость притока воды, пл. барр./сут.;
- Q_o — расход нефти, ст. барр./сут.;
- B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;
- Q_g — расход свободного газа, ст. фут³/сут.;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
- Q_w — расход воды, ст. барр./сут.;
- B_w — объемный коэффициент воды в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

Уравнение 2.1.1 можно эквивалентно выразить в терминах кумулятивной (накопленной) добычи, введя следующие производные переменные:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{dN_p}{dt} B_o + (GOR - R_s) \frac{dN_p}{dt} B_g + \frac{dW_p}{dt} B_w. \quad [2.1.2]$$

где:

- W_e — накопленная добыча воды, пл. барр.;
 t — время, сут.;
 N_e — накопленная добыча нефти, ст. барр.;
 GOR — объемный газовый фактор, ст. фут³/ст. барр.;
 R_e — мгновенная растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;
 B_g — объемный коэффициент газа, пл. барр./ст. фут³;
 W_p — накопленная добыча воды, ст. барр.;

$\frac{dN_e}{dt}$ — расход нефти, ст. барр./сут.;

$\frac{dW_e}{dt}$ — расход воды, ст. барр./сут.;

$\frac{dW_e}{dt}$ — скорость притока воды, пл. барр./сут.;

$(GOR - R_e) \frac{dN_e}{dt}$ — суточный расход свободно-го газа, ст. фут³/сут.

Пример 2.1. Рассчитать скорость притока воды e_w в пласт, давление в котором стабилизировалось на уровне 3500 пси. Дано:

начальное пластовое давление = 3500 пси;

$\frac{dN_e}{dt} = 32\ 000$ ст. барр./сут.;

$\frac{dW_e}{dt} = 0$ ст. барр./сут.;

$B_o = 1,4$ пл. барр./ст. барр.;

$GOR = 900$ ст. фут³/ст. барр.;

$R_e = 700$ ст. фут³/ст. барр.;

$B_g = 0,00082$ пл. барр./ст. фут³;

$B_w = 1,0$ пл. барр./ст. барр.

Решение.

Применив формулу 2.1.1 или 2.1.2, получим:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{dN_e}{dt} B_o + (GOR - R_e) \frac{dN_e}{dt} B_g + \frac{dW_e}{dt} B_w =$$

$$= (1,4)(32\ 000) + (900 - 700)(32\ 000)(0,00082) +$$

$$+ (0)(1,0) = 50\ 048 \frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}}$$

2.1.2. Внешние граничные условия

Водоносный горизонт может классифицироваться как бесконечный или конечный (ограниченный). С точки зрения геологии, все пласты имеют конечные размеры, но они могут вести себя как бесконечные, если изменения давления на поверхности раздела нефть — вода

не сказываются на границах водоносного горизонта. Некоторые водоносные горизонты ведут себя как бесконечные вследствие пополнения с поверхности. В общем случае, поведение водоносного горизонта регулируется внешней границей, в соответствии с которой существует следующая классификация.

- В бесконечных системах никакое изменение давления на границе раздела нефти и водоносного горизонта не ощущается на внешней границе. Эта граница в реальности формируется, когда постоянное давление равно начальному пластовому давлению.
- В конечной системе на внешнюю границу водоносного горизонта влияет приток в нефтяную зону и давление на этой внешней границе изменяется со временем.

2.1.3. Режимы течений

В целом можно выделить три режима течений, влияющих на скорость притока воды в пласт. Ниже перечислены эти режимы течений, рассмотренные выше в главе 1:

- 1) стационарное состояние;
- 2) полу(псевдо)стационарное состояние;
- 3) нестационарное состояние.

2.1.4. Геометрическая схема течений

Системы пласт — водоносный горизонт можно классифицировать по геометрической схеме течения:

- режим вытеснения краевой водой;
- режим вытеснения подошвенной водой;
- линейный режим вытеснения водой.

В режиме вытеснения краевой водой, рис. 2.1, вода поступает в крыло пласта по мере добычи углеводорода и падения давления на границе пласт — водоносный горизонт. Течение имеет, в основном, радиальный характер с пренебрежительно малой вертикальной составляющей.

Режим вытеснения подошвенной водой возникает в пластах значительной протяженности с пологим падением, когда граница пласт — водоносный горизонт полностью располагается ниже уровня пласта. Течение имеет, в основном, радиальный характер, но в отличие от режима вытеснения краевой водой характеризуется значительной вертикальной составляющей.

В линейном режиме вытеснения водой приток поступает только с одного крыла коллектора. Поток характеризуется строго линейным течением с постоянным сечением.

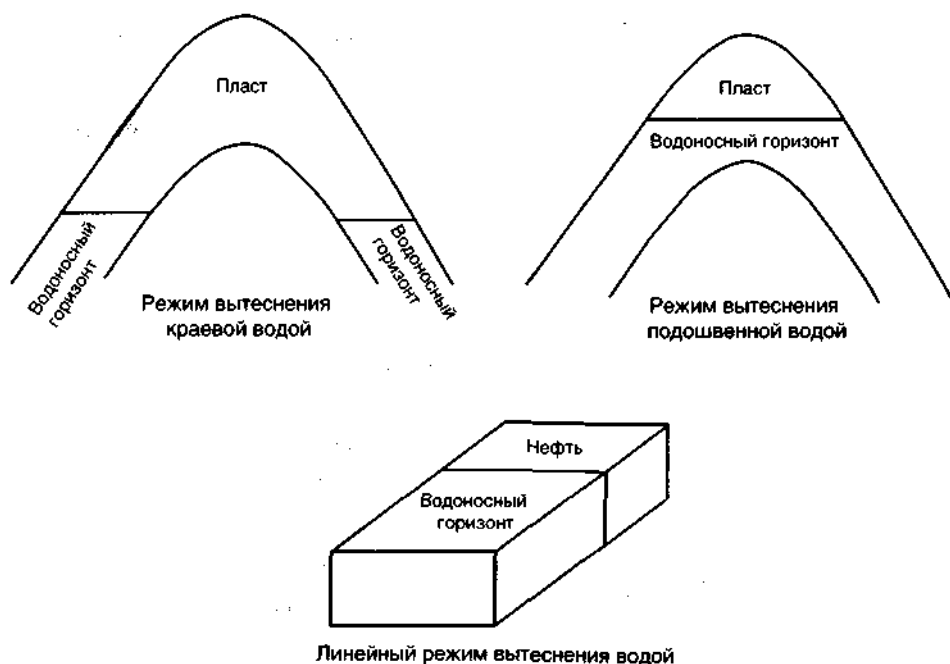


Рис. 2.1. Геометрическая схема течений

2.2. Распознавание естественных водопритоков

Обычно на стадиях разведки и добычи удается получить крайне мало информации о наличии водоносного горизонта, который может служить источником притока воды по мере истощения пласта, и о характеристиках такого горизонта. Естественные водонапорные режимы можно рассматривать аналогично расположенным рядом друг с другом продуктивным пластам, однако некоторые данные можно определить по поведению пласта на ранней стадии эксплуатации. Сравнительно низкая и понижающаяся скорость падения пластового давления с одновременным повышением кумулятивного извлечения свидетельствует о притоке флюида. Последовательные расчеты объемов извлекаемых флюидов (*barr.*) на единицу изменения давления (*psi*) могут дополнить графики добычи. Однако если границы пласта не были определены с помощью разведочных сухих скважин, приток может поступать из неразведанного участка пласта, вклад которого в среднее пластовое давление не учитывается. Если пластовое давление ниже давления насыщения пластовой нефти, низкая скорость увеличения газового фактора (*GOR*) при добыче также указывает на приток флюида.

Ранняя обводненность продукции краевых скважин свидетельствует о притоке воды. При анализе данных таких наблюдений следует

учитывать, что ранняя обводненность продукции обуславливается наличием в пласте трещин, тонких пропластков с высокой проницаемостью или формированием водяного конуса, связанного с ограниченным водоносным горизонтом. Обводненность продукции может быть также связана с утечками в обсадной колонне.

Увеличение начальных геологических запасов нефти, рассчитанных по данным последовательного наблюдения за изменениями пластового давления и на основе уравнения материального баланса, позволяет оценить приток воды в залежь.

2.3. Модели водопритока

Следует понимать, что данный раздел технологии разработки нефтяных месторождений связан с наибольшим числом неопределенностей. Это обусловлено тем, что бурение скважин в водоносных горизонтах для получения необходимой информации о пористости, проницаемости, толщине и свойствах флюидов, как правило, не практикуется. Вместо этого заключение о перечисленных характеристиках делается на основе поведения пласта. Но еще более неопределенным фактором является геометрическая форма и непрерывность самого водоносного горизонта.

Для расчета водопритока был разработан ряд моделей, основанных на допущениях,

Формула 2.3.2 подразумевает, что вода внедряется в залежь в радиальном направлении со всех сторон. Но зачастую вода поступает в пласт не со всех сторон или пласт не имеет форму круга. Чтобы учесть все эти отклонения при описании механизма течения, в формулу 2.3.2 вносятся изменения. Одним из простейших изменений является включение в формулу неполного угла заводнения f , как показано на рис. 2.2:

$$W_e = (c_w + c_r) W_i f (p_i - p), \quad [2.3.3]$$

где неполный угол заводнения f определяется по формуле:

$$f = \frac{(\text{угол заводнения})^\circ}{360^\circ} = \frac{\theta^\circ}{360^\circ}. \quad [2.3.4]$$

Приведенная выше модель применима только к небольшим, т. е. ограниченным водоносным горизонтам, с размерами одного порядка с размерами самого пласта. Дейк (Dake, 1978) показал, что ввиду небольших размеров водоносного горизонта падение давления в пласте быстро распространяется по всей системе пласт — водоносный горизонт. Дейк предположил, что для больших водоносных горизонтов требуется математическая модель, учитывающая тот факт, что между изменением давления в пласте и ответным поведением водоносного горизонта проходит определенное конечное время.

Пример 2.2. Рассчитать суммарный приток воды в результате падения давления на границе раздела пласт — водоносный горизонт на 200 пси, если угол заводнения составляет 80° . Система пласт — водоносный горизонт характеризуется следующими свойствами:

	Пласт	Водоносный горизонт
Радиус, фут	2600	10000
Пористость	0,18	0,12
c_r , пси ⁻¹	4×10^{-6}	3×10^{-6}
c_w , пси ⁻¹	5×10^{-6}	4×10^{-6}
h , фут	20	25

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем исходный объем воды в водоносном горизонте по формуле 2.3.2:

$$W_i = \frac{\rho(r_a^2 - r_r^2) h f}{5,615} =$$

$$= \frac{\pi ((10000)^2 - (2600)^2) (25) (0,12)}{5,615} =$$

$$= 156,5 \text{ млн пл. барр.}$$

Шаг 2. Рассчитаем суммарный объем водопритока по формуле 2.3.3:

$$W_e = (c_w + c_r) W_i (p_i - p) =$$

$$= (4,0 + 3,0) \times 10^{-6} (156,5 \times 10^6) \left(\frac{80}{360} \right) (200) =$$

$$= 48\,689 \text{ пл. барр.}$$

2.3.2. Модель стационарного состояния Шилтуиса (Schilthuis, 1936)

Эта модель предложена для водоносного горизонта со стационарным режимом течения, т. е. с режимом течения, который описывается уравнениями Дарси. Затем можно определить скорость притока воды e_w по формуле Дарси:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \frac{0,00708 k h}{m_w \ln \left(\frac{r_a}{r_r} \right)} (p_i - p). \quad [2.3.5]$$

Это соотношение можно выразить в более удобной форме:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = C (p_i - p), \quad [2.3.6]$$

где:

- e_w — скорость водопритока, барр./сут.;
- k — проницаемость водоносного горизонта, мД;
- h — толщина водоносного горизонта, фут;
- r_a — радиус водоносного горизонта, фут;
- r_r — радиус продуктивного пласта, фут;
- t — время, сут.

Параметр C называют константой заводнения и выражают в пл. барр./пси × сут. Константу заводнения C можно рассчитать по фактическим показателям разработки пласта за ряд выбранных временных интервалов при условии, что скорость водопритока e_w определялась независимо по другому выражению. Например, параметр C можно определить по формулам 2.1.1 и 2.3.6. Хотя получить константу заводнения таким образом можно только в условиях стабильного пластового давления, затем можно применять полученное значение в условиях как стабилизированного, так и изменяемого пластового давления.

Пример 2.3. В примере используются исходные данные из примера 2.1:

$$p_i = 3500 \text{ пси, } p = 3000 \text{ пси,}$$

$$Q_o = 32\,000 \text{ ст. барр./сут.,}$$

$$B_o = 1,4 \text{ пл. барр./ст. барр.,}$$

$$GOR = 900 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.,}$$

$$R_i = 700 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.,}$$

$$B_s = 0,00082 \text{ пл. барр./ст. фут}^3,$$

$$B_w = 1,0 \text{ пл. барр./ст. барр.},$$

$$Q_w = 0 \text{ ст. барр./сут.}$$

Рассчитать константу заводнения методом Шилтунса (Schilthuis).

Решение.

Шаг 1. Решим уравнение 2.1.1 относительно скорости водопритока e_w :

$$\begin{aligned} e_w &= Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w = \\ &= (1,4)(32\,000) + (900 - 700)(32\,000)(0,00082) + \\ &+ (0) = 50\,048 \frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \end{aligned}$$

Шаг 2. Решим уравнение 2.3.6 относительно константы заводнения:

$$\frac{dW}{dt} = e_w = C(p_i - p);$$

или:

$$C = \frac{e_w}{(p_i - p)} = \frac{50\,048}{3500 - 3000} = 100 \frac{\text{пл. барр.}}{\text{пси} \times \text{сут.}}$$

Если для описания режима течения в водонесном горизонте подходит модель стационарного состояния, расчетные значения константы заводнения C останутся неизменными в течение всего временного интервала.

Обратите внимание, что на приток влияет суммарное падение давления относительно исходного значения.

Проинтегрировав уравнение 2.3.6 для определения суммарного притока воды W_e , получим обобщенное выражение Шилтунса (Schilthuis) в виде:

$$\int_0^{W_e} dW_e = \int_0^t C(p_i - p) dt;$$

или:

$$W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt, \quad [2.3.7]$$

где:

W_e — суммарный объем притока воды, пл. барр.;

C — константа заводнения, пл. барр./пси × сут.;

t — время, сут.;

p_i — начальное пластовое давление, пси;

p — давление на поверхности контакта нефти и воды в момент времени t , пси.

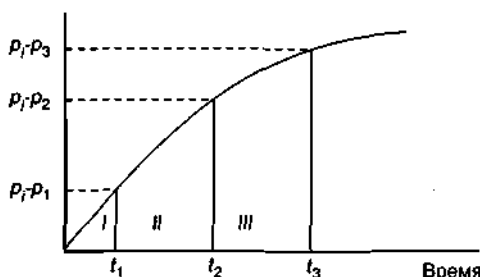
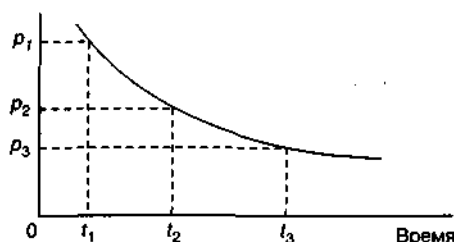


Рис. 2.3. Расчет площади под кривой

Для численного определения этой площади в момент времени t воспользуемся формулой трапеций (или любым другим методом численного интегрирования):

$$\begin{aligned} \int_0^t (p_i - p) dt &= \text{площадь}_I + \text{площадь}_{II} + \text{площадь}_{III} + \dots = \\ &= \left(\frac{p_i - p_1}{2} \right) (t_1 - 0) + \frac{(p_i - p_1) + (p_i - p_2)}{2} (t_2 - t_1) + \\ &+ \frac{(p_i - p_2) + (p_i - p_3)}{2} (t_3 - t_2) + \dots \end{aligned}$$

Теперь можно записать формулу 2.3.7 как:

$$W_e = C \sum_0^t (\Delta p) \Delta t. \quad [2.3.8]$$

Пример 2.4. Ниже приведены данные изменения давления в нефтяном коллекторе с водонапорным режимом:

Время (сут.)	p (пси)
0	
100	3450
200	3410
300	3380
400	3340

В водоносном горизонте поддерживается стационарный режим течения, расчетная константа заводнения равна 130 пл. барр./пси×сут. Пусть начальное пластовое давление составляет 3500 пси, требуется рассчитать суммарный водоприток через 100, 200, 300 и 400 сут. с помощью модели стационарного состояния.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем общее падение давления в каждый момент времени t :

Время (сут.)	p (пси)	$p - p_i$ (пси)
0	3500	0
100	3450	50
200	3410	90
300	3380	120
400	3340	160

Шаг 2. Рассчитаем общее падение давления через 100 сут.:

$$W_e = C \left[\left(\frac{p_i - p_1}{2} \right) (t_1 - 0) \right] = 130 \left(\frac{50}{2} \right) (100 - 0) = 325000 \text{ пл. барр.}$$

Шаг 3. Определим W_e через 200 сут.:

$$W_e = C \left\{ \left(\frac{p_i - p_1}{2} \right) (t_1 - 0) + \frac{(p_1 - p_1) + (p_1 - p_2)}{2} (t_2 - t_1) \right\} = 130 \left[\left(\frac{50}{2} \right) (100 - 0) + \left(\frac{50 + 90}{2} \right) (200 - 100) \right] = 1235000 \text{ пл. барр.}$$

Шаг 4. Определим W_e через 300 сут.:

$$W_e = C \left\{ \left(\frac{p_i - p_1}{2} \right) (t_1 - 0) + \frac{(p_1 - p_1) + (p_1 - p_2)}{2} (t_2 - t_1) + \frac{(p_1 - p_2) + (p_1 - p_3)}{2} (t_3 - t_2) \right\} = 130 \left[\left(\frac{50}{2} \right) (100 - 0) + \left(\frac{50 + 90}{2} \right) (200 - 100) + \left(\frac{120 + 90}{2} \right) (300 - 200) \right] = 2600000 \text{ пл. барр.}$$

Шаг 5. Аналогично, рассчитаем W_e через 400 сут.:

$$W_e = 130 \left[2500 + 7000 + 10500 + \left(\frac{160 + 120}{2} \right) (400 - 300) \right] = 4420000 \text{ пл. барр.}$$

2.3.3. Модель модифицированного стационарного состояния Харста

Одной из проблем, связанной с моделью стационарного состояния Шилтунса, является истечение воды из водоносного горизонта, радиус дренирования r_e со временем увеличивается. Харст (Hurst, 1943) предположил, что кажущийся радиус дренирования r_e со временем увеличивается и, следовательно, безразмерный радиус r_e/r_i можно заменить зависящей от времени функцией, как показано ниже:

$$\frac{r_e}{r_i} = at. \quad (2.3.9)$$

Подставив выражение 2.3.9 в формулу 2.3.5, получим:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{0.00708kh}{m_e \ln(at)} (p_i - p). \quad (2.3.10)$$

Уравнение модифицированного стационарного состояния Харста можно упростить:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{C(p_i - p)}{\ln(at)}; \quad (2.3.11)$$

или суммарный объем внедрившейся воды равен:

$$W_e = C \int_0^t \frac{p - p_i}{\ln(at)} dt. \quad (2.3.12)$$

Заменяв интегрирование суммированием, получим:

$$W_e = C \sum_0^t \frac{p - p_i \Delta t}{\ln(at)}. \quad (2.3.13)$$

Уравнение модифицированного стационарного состояния Харста содержит две неизвестных константы: т. е. a и C , которые определяются по давлению на границе продуктивного пласта — водоносный горизонт и динамике водопритока во времени. Чтобы определить константы a и C , выразим уравнение 2.3.11 в виде линейного соотношения:

$$\frac{p - p_i}{e_w} = \frac{1}{C} \ln(at);$$

или:

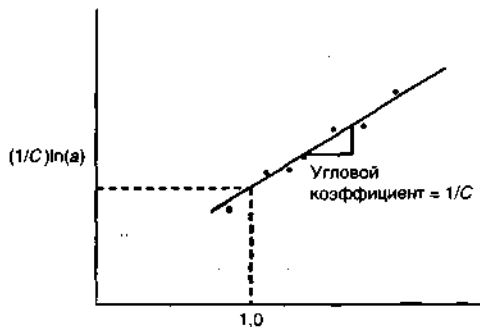


Рис. 2.4. Графическое определение C и a

$$\frac{p - p_i}{e_w} = \frac{1}{C} \ln(a) + \frac{1}{C} \ln(t). \quad [2.3.14]$$

Из формулы 2.3.14 видно, что график $p_i - p/e_w$ от $\ln(t)$ будет представлять собой прямую линию с угловым коэффициентом $1/C$ и точкой пересечения с осью ординат $1/C \ln(a)$, как схематично показано на рис. 2.4.

Пример 2.5. Приведенные ниже данные, представленные Крафтом и Хоукинсом (Craft и Hawkins, 1959), отражают измеренные значения пластового давления в виде функции от времени для пласта с водонапорным режимом. На основе фактических показателей разработки пласта Крафт и Хоукинс (Craft и Hawkins) рассчитали водоприток по уравнению матери-

ального баланса (см. главу 4). Также был выполнен расчет скорости водопритока на каждый момент времени.

Время (сут.)	Давление (пси)	W_e (млн пл. барр.)	$\frac{e_w}{\text{пл. барр.}} \left(\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right)$	$p_i - p$ (пси)
0	3793	0	0	0
182,5	3774	24,8	389	19
365,0	3709	172,0	1279	84
547,5	3643	480,0	2158	150
730,0	3547	978,0	3187	246
912,5	3485	1616,0	3844	308
1095,0	3416	2388,0	4458	377

Предполагается, что через 1186,25 сут. добычи давление на границе раздела упадет до 3379 пси. Требуется рассчитать суммарный приток воды на указанный момент времени.

Решение.

Шаг 1. Составим следующую таблицу.

t (сут.)	$\ln(t)$	$p_i - p$	$\frac{e_w}{\text{пл. барр.}} \left(\frac{\text{пл. барр.}}{\text{сут.}} \right)$	$p_i - p/e_w$
0	-	0	0	-
182,5	5,207	19	389	0,049
365,0	5,900	84	1279	0,066
547,5	6,305	150	2158	0,070
730,0	6,593	246	3187	0,077
912,5	6,816	308	3844	0,081
1095,0	6,999	377	4458	0,085

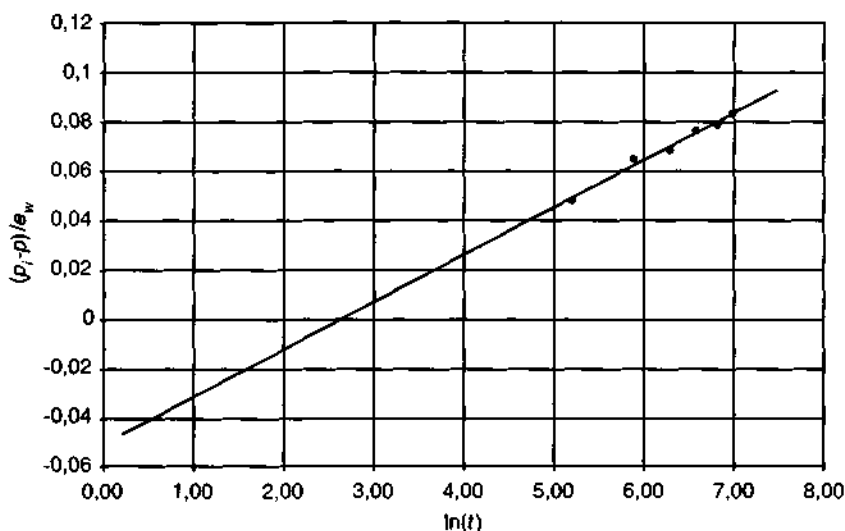


Рис. 2.5. Определение C и n по примеру 2.5

Шаг 2. Построим график $p_i - p/e_w$ от $\ln(t)$ и проведем через точки прямую линию наилучшего соответствия, как показано на рис. 2.5. Затем определим угловой коэффициент линии:

$$\text{Угловой коэффициент} = \frac{1}{C} = 0,020.$$

Шаг 3. По угловому коэффициенту определим коэффициент C из уравнения Харста:

$$C = \frac{1}{\text{Угловой коэффициент}} = \frac{1}{0,02} = 50.$$

Шаг 4. Выберем на прямом участке любую точку и решим уравнение 2.3.11 относительно параметра a :

$$a = 0,064.$$

Шаг 5. Уравнение Харста выглядит следующим образом:

$$W_e = 50 \int_0^t \frac{p_i - p}{\ln(0,064t)} dt.$$

Шаг 6. Рассчитаем общий приток воды через 1186,25 сут. по формуле:

$$W_e = 2388 \times 10^3 + 50 \int_{1095}^{1186,25} \frac{p_i - p}{\ln(0,064t)} dt = 2388 \times 10^3 + 50 \left(\frac{3793 - 3379}{\ln(0,064 \times 1186,25)} + \frac{3793 - 3416}{\ln(0,064 \times 1095)} \right) \times$$

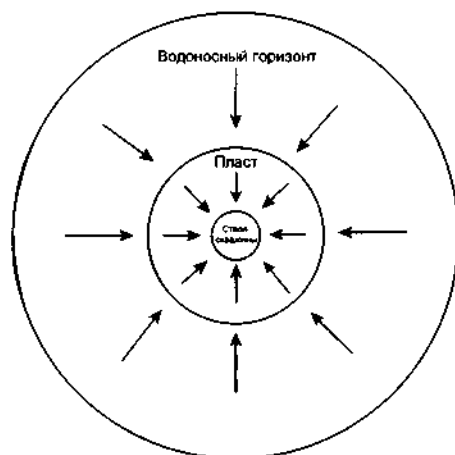


Рис. 2.6. Приток воды в круговой пласт

$$\times (1186,25 - 1095) = 2388 \times 10^3 + 402,508 \times 10^3 = 2809 \text{ тыс. пл. барр.}$$

2.3.4. Модель нестационарной фильтрации ван Эвердингена и Харста

Математическое выражение, описывающее фильтрацию пластовой нефти к забоям скважины, по форме идентично выражениям, описывающим течение воды из водонасыщенного горизонта в цилиндрический пласт, как схематично показано на рис. 2.6. Во время эксплуатации скважины с постоянной производительностью после периода остановки характер изменения

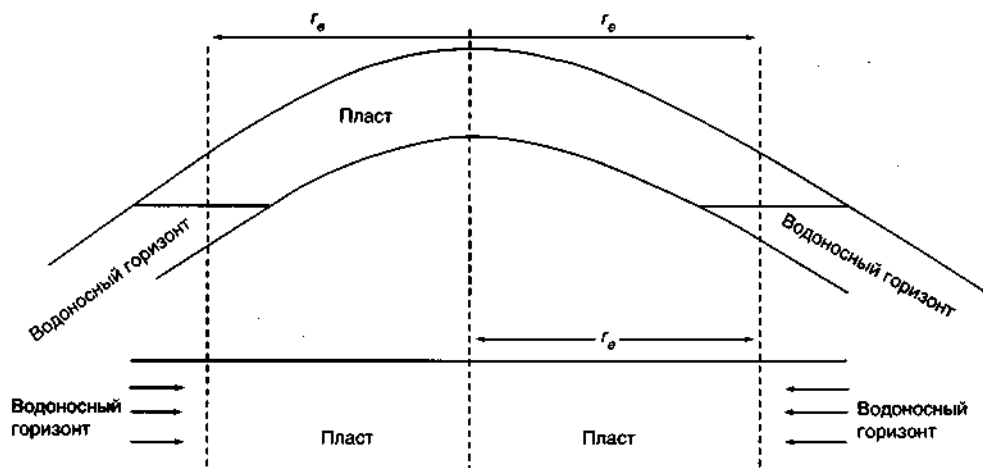


Рис. 2.7. Идеализированная модель радиального течения

давления, по сути, определяется условиями переходного (нестационарного) течения. Эти условия течения определяются как временной интервал, в котором границы не влияют на характер изменения давления.

Уравнение диффузии в безразмерной форме, представленное в главе 1, уравнение 1.2.78, по своей сути является основным математическим уравнением для моделирования нестационарной фильтрации в пластах или водоносных горизонтах. В безразмерной форме уравнение диффузии записывается следующим образом:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}.$$

Ван Эвердинген и Харст (van Everdingen и Hurst, 1949) предложили решение безразмерного уравнения диффузии для двух следующих условий на границе раздела залежи и водоносного пласта:

- 1) постоянная скорость (расход);
- 2) постоянное давление.

Условие постоянной граничной скорости подразумевает, что скорость притока воды в течение рассматриваемого периода постоянна; рассчитывается падение давления на поверхности раздела залежи и водоносного пласта.

Условие постоянства перепада давления предполагает, что перепад давления на границе раздела постоянен в течение некоторого конечного промежутка времени; рассчитывается скорость притока воды.

При определении притока воды из водоносного пласта в залежь расчет скорости притока расхода представляет собой намного больший интерес, чем расчет давления. В результате приток воды описывается как функция при заданном перепаде давления на границе раздела залежи и водоносного пласта.

Ван Эвердинген и Харст решили уравнение диффузии для системы залежь — водоносный пласт, применив к выражению преобразование Лапласа. Решение этих авторов можно использовать для определения водопритока в следующих системах:

- внедрение краевой воды (радиальная фильтрация);
- внедрение подошвенной воды;
- линейное внедрение пластовой воды.

Внедрение краевой воды

На рис. 2.7 показана идеализированная система с радиальным течением, которая соответствует пласту с режимом вытеснения краевой водой. Внутренняя граница определяется как поверхность раздела между залежью и водоносным пластом. Считается, что течение через эту внутреннюю границу горизонтально, а об-

воднение осуществляется через цилиндрическую поверхность, охватывающую пласт по окружности. Приняв за внутреннюю границу поверхность раздела, можно создать на внутренней границе постоянное граничное давление и определить скорость притока воды через поверхность раздела.

Ван Эвердинген и Харст предложили решение безразмерного уравнения диффузии при условии постоянного граничного давления, а также следующих начальных и внешних граничных условий:

Начальные условия:

$p = p_i$ для всех значений радиуса r .

Условия на внешней границе водоносного пласта:

- Для бесконечного по протяженности пласта:

$p = p_i$ при $r = \infty$.

- Для ограниченного пласта условие непроницаемости:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0 \text{ при } r = r_e.$$

Ван Эвердинген и Харст предположили, что водоносный горизонт характеризуется следующими параметрами:

- однородная толщина;
- постоянная проницаемость;
- однородная пористость;
- постоянная сжимаемость породы;
- постоянная сжимаемость воды.

Авторы вывели математические соотношения для расчета притока воды в форме безразмерного параметра, получившего название безразмерного дебита воды $W_{e,D}$. Они также представили безразмерный дебит как функцию безразмерного времени t_D и безразмерного радиуса r_D , таким образом сделав решение уравнения диффузии обобщенным, что позволило применить его к любому водоносному горизонту с радиальным притоком воды в пласт. Также были получены решения для водоносных горизонтов, ограниченных непроницаемой границей, и водоносных горизонтов неограниченных по размеру. Авторы представили свое решение в табличной и графической формах, как показано на рис. 2.8—2.11 и в табл. 2.1 и 2.2. Два безразмерных параметра t_D и r_D рассчитываются по формулам:

$$t_D = 6,328 \times 10^{-3} \frac{kt}{\mu m_e c_i r_e^2}; \quad [2.3.15]$$

$$r_D = \frac{r}{r_e}; \quad [2.3.16]$$

$$c_r = c_w + c_p \quad [2.3.17]$$

где:

- t — время, сут.;
- k — проницаемость водоносного пласта, мД;
- ϕ — пористость водоносного пласта;
- μ_w — вязкость воды в водоносном пласте, сП;
- r_a — радиус водоносного пласта, фут;
- r_e — радиус залежи, фут;
- c_w — сжимаемость воды, пси⁻¹;
- c_r — сжимаемость породы в водоносном пласте, пси⁻¹;
- c_f — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹.

Приток воды выражается формулой:

$$W_e = B \Delta p W_{eD}; \quad [2.3.18]$$

с:

$$B = 1,119 f c_r r_e^2 h, \quad [2.3.19]$$

где:

- W_e — суммарный приток воды, пл. барр.;
- B — константа заводнения, пл. барр./пси;
- Δp — падение давления на границе раздела, пси;
- W_{eD} — безразмерный дебит воды.

В формуле 2.3.19 предполагается, что внедрение воды осуществляется в залежь круговой формы. Но зачастую вода поступает в пласт не со всех сторон или пласт не имеет форму круга. Чтобы учесть все эти отклонения при описании механизма течения, в формулу 2.3.19 вносятся изменения. Одно из наиболее простых изменений заключается в введении в константу заводнения B угла заводнения в виде безразмерного параметра f :

$$f = \frac{q^\circ}{360^\circ}; \quad [2.3.20]$$

$$B = 1,119 f c_r r_e^2 h f, \quad [2.3.21]$$

θ — угол, образованный периметром пласта, т. е. для полного круга $\theta = 360^\circ$, а для полукруглого пласта, ограниченного непроницающим сбросом, $\theta = 180^\circ$, как показано на рис. 2.12.

Пример 2.6*. Рассчитать приток воды в пласт круговой формы с бесконечной внешней границей на конец 1-го, 2-го и 5-го годов разработки. Начальные и текущие значения пластового давления составляют 2500 и 2490 пси, соответственно. Система залежь — водоносный пласт характеризуется следующими свойствами:

* Данные, которые используются в примере, были получены Коле и Франком (Cole и Frank), *Reservoir Engineering Manual*, Gulf Publishing Company, 1969.

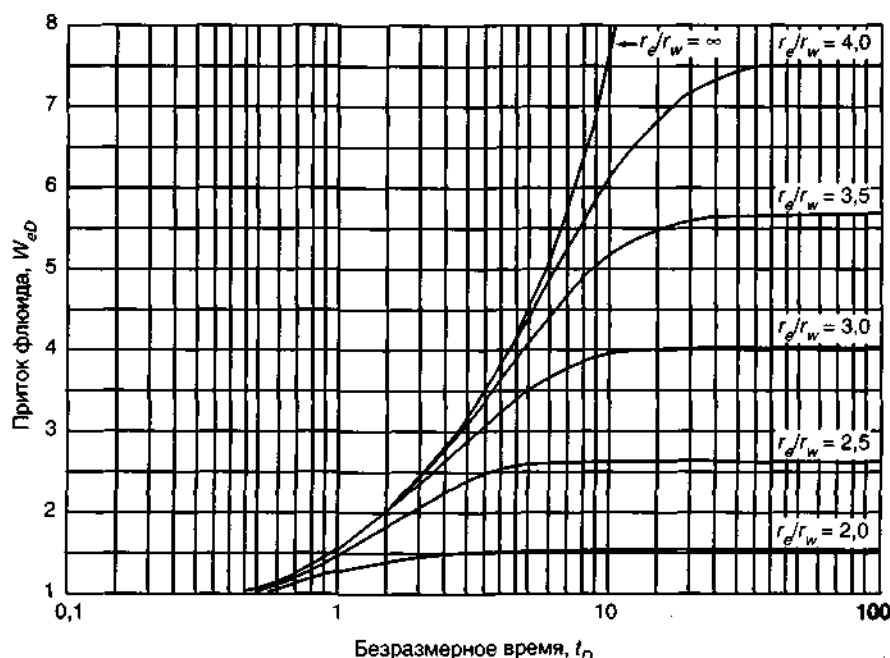


Рис. 2.8. Безразмерный водоприток W_{eD} для нескольких значений r_e/r_w , т. е. r_d/r_e (значения W_{eD} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

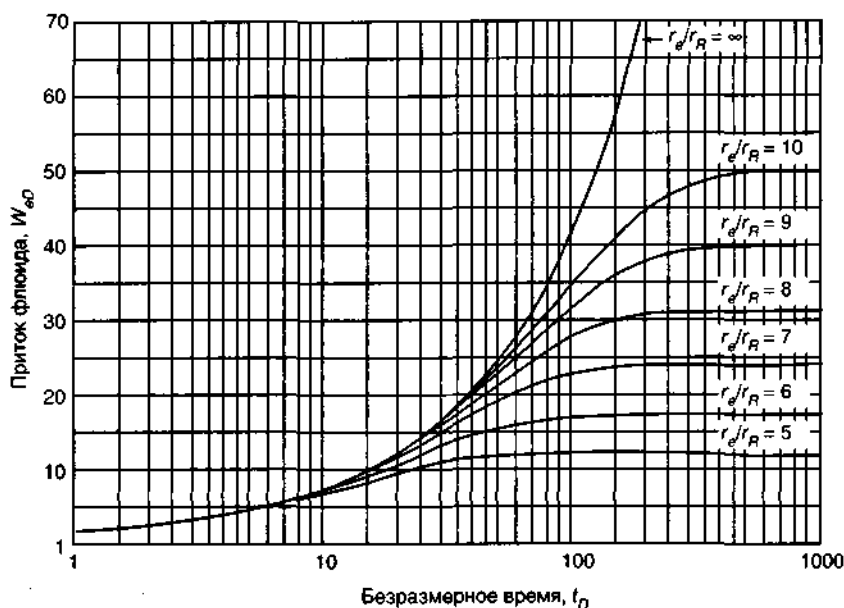


Рис. 2.9. Безразмерный водопиток W_{eo} для нескольких значений r_e/r_R , т. е. r_e/r_w (значения W_{eo} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

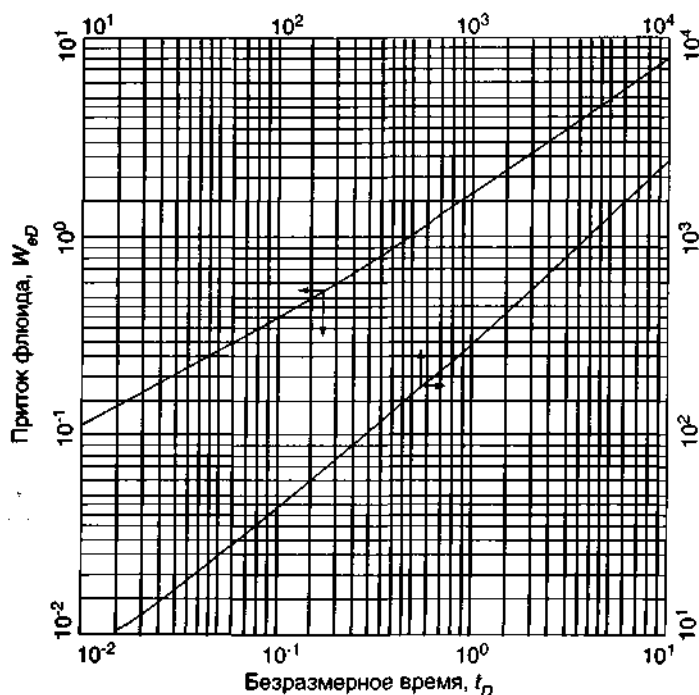


Рис. 2.10. Безразмерный водопиток W_{eo} для бесконечного водоносного горизонта (значения W_{eo} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

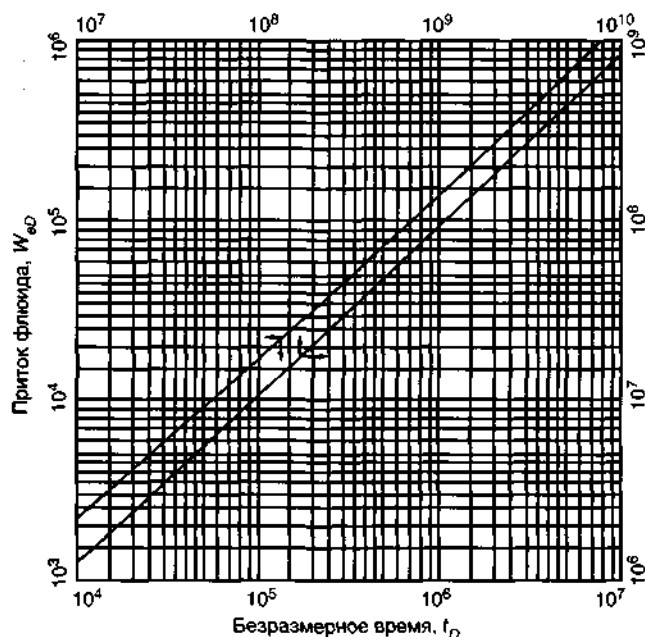


Рис. 2.11. Безразмерный водопиток W_{eD} для бесконечного водоносного горизонта (значения W_{eD} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

	Плат	Водоносный горизонт
Радиус, фут	2000	∞
h , фут	20	22,7
k , мД	50	100
ϕ , %	15	20
μ_w , сП	0,5	0,8
c_w , псн ⁻¹	1×10^{-6}	$0,7 \times 10^{-6}$
c_r , псн ⁻¹	2×10^{-6}	$0,3 \times 10^{-6}$

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем общий коэффициент сжимаемости водоносного горизонта c_i по формуле 2.3.17:

$$c_i = c_w + c_r = 0,7 \times 10^{-6} + 0,3 \times 10^{-6} = 1 \times 10^{-6} \text{ псн}^{-1}.$$

Шаг 2. Определим константу заводнения по формуле 2.3.21:

$$B = 1,119 f c_i r_e^2 h f = 1,119 (0,2) (1 \times 10^{-6}) (2000)^2 (22,7) \left(\frac{360}{360} \right) = 20,4.$$

Шаг 3. Рассчитаем соответствующее безразмерное время для периодов 1, 2 и 5 лет:

$$t_D = 6,328 \times 10^{-3} \frac{kt}{B \mu_w c_i r_e^2} = 6,328 \times 10^{-3} \frac{100t}{(0,2)(0,8)(1 \times 10^{-6})(2000)^2} = 0,9888t.$$

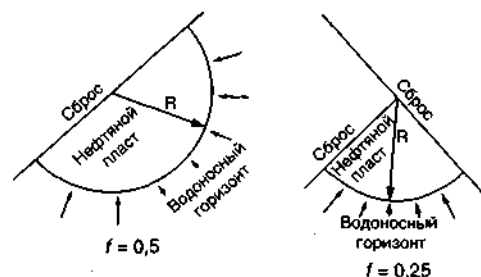


Рис. 2.12. Пласт с газонапорным режимом (по: Cole, F., Reservoir Engineering Manual, Gulf Publishing Company, 1969)

Таблица 2.1. Безразмерный водоприток W_{∞} для бесконечного водоносного горизонта (данные W_{∞} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}	Безразмерное время, t_D	Водоприток, W_{rD}
0,00	0,000	79	35,697	455	150,249	1190	340,843	3250	816,090	35,000	6780,247				
0,01	0,112	80	36,058	460	151,640	1200	343,308	3300	827,088	40,000	7650,096				
0,05	0,278	81	36,418	465	153,029	1210	345,770	3350	838,067	50,000	9363,099				
0,10	0,404	82	36,777	470	154,416	1220	348,230	3400	849,028	60,000	11047,299				
0,15	0,520	83	37,136	475	155,801	1225	349,460	3450	859,974	70,000	12708,358				
0,20	0,606	84	37,494	480	157,184	1230	350,688	3500	870,903	75,000	13531,457				
0,25	0,689	85	37,851	485	158,565	1240	353,144	3550	881,816	80,000	14350,121				
0,30	0,758	86	38,207	490	159,945	1250	355,597	3600	892,712	90,000	15975,389				
0,40	0,898	87	38,563	495	161,322	1260	358,048	3650	903,594	100,000	17586,284				
0,50	1,020	88	38,919	500	162,698	1270	360,496	3700	914,459	125,000	21560,732				
0,60	1,140	89	39,272	510	165,444	1275	361,720	3750	925,309	1,5(10) ⁵	2,538(10) ⁴				
0,70	1,251	90	39,626	520	168,183	1280	362,942	3800	936,144	2,0"	3,308"				
0,80	1,359	91	39,979	525	169,549	1290	365,386	3850	946,966	2,5"	4,066"				
0,90	1,469	92	40,331	530	170,914	1300	367,828	3900	957,773	3,0"	4,817"				
1	1,569	93	40,684	540	173,639	1310	370,267	3950	968,566	4,0"	6,267"				
2	2,447	94	41,034	550	176,357	1320	372,704	4000	979,344	5,0"	7,699"				
3	3,202	95	41,385	560	179,069	1325	373,922	4050	990,108	6,0"	9,113"				
4	3,893	96	41,735	570	181,774	1330	375,139	4100	1000,858	7,0"	1,051(10) ⁵				
5	4,539	97	42,084	575	183,124	1340	377,572	4150	1011,595	8,0"	1,189"				
6	5,153	98	42,433	580	184,473	1350	380,003	4200	1022,318	9,0"	1,326"				
7	5,743	99	42,781	590	187,166	1360	382,432	4250	1033,028	1,0(10) ⁶	1,462"				
8	6,314	100	43,129	600	189,852	1370	384,859	4300	1043,724	1,5"	2,126"				
9	6,869	105	44,858	610	192,533	1375	386,070	4350	1054,409	2,0"	2,781"				
10	7,411	110	46,574	620	195,208	1380	387,283	4400	1065,082	2,5"	3,427"				
11	7,940	115	48,277	625	196,544	1390	389,705	4450	1075,743	3,0"	4,064"				
12	8,457	120	49,968	630	197,878	1400	392,125	4500	1086,390	4,0"	5,313"				
13	8,964	125	51,648	640	200,542	1410	394,543	4550	1097,024	5,0"	6,544"				
14	9,461	130	53,317	650	203,201	1420	396,959	4600	1107,646	6,0"	7,761"				
15	9,949	135	54,976	660	205,854	1425	398,167	4650	1118,257	7,0"	8,965"				
16	10,434	140	56,625	670	208,502	1430	399,373	4700	1128,854	8,0"	1,016(10) ⁶				

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.1. Безразмерный водопиток W_{∞} для бесконечного водоносного горизонта (данные W_{∞} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

Безразмерное время, t_D	Водопиток, W_{∞}	Безразмерное время, t_D	Водопиток, W_{∞}	Безразмерное время, t_D	Водопиток, W_{∞}	Безразмерное время, t_D	Водопиток, W_{∞}	Безразмерное время, t_D	Водопиток, W_{∞}	Безразмерное время, t_D	Водопиток, W_{∞}
17	10,913	145	58,285	675	209,825	1440	401,786	4750	1139,439	9,0"	1,134"
18	11,386	150	59,895	680	211,145	1450	404,197	4800	1150,012	1,0(10)"	1,252"
19	11,855	155	61,517	690	213,784	1460	406,606	4850	1160,574	1,5"	1,828"
20	12,319	160	63,131	700	216,417	1470	409,013	4900	1171,125	2,0"	2,398"
21	12,778	165	64,737	710	219,046	1475	410,214	4950	1181,666	2,5"	2,961"
22	13,233	170	66,336	720	221,670	1480	411,418	5000	1192,198	3,0"	3,517"
23	13,684	175	67,928	725	222,980	1490	413,820	5100	1213,222	4,0"	4,610"
24	14,131	180	69,512	730	224,289	1500	416,220	5200	1234,203	5,0"	5,689"
25	14,573	185	71,090	740	226,904	1525	422,214	5300	1255,141	6,0"	6,758"
26	15,013	190	72,661	750	229,514	1550	428,196	5400	1276,037	7,0"	7,816"
27	15,450	195	74,226	760	232,120	1575	434,168	5500	1296,893	8,0"	8,866"
28	15,883	200	75,785	770	234,721	1600	440,128	5600	1317,709	9,0"	9,911"
29	16,313	205	77,338	775	236,020	1625	446,077	5700	1338,486	1,0(10)"	1,095(10)"
30	16,742	210	78,886	780	237,318	1650	452,016	5800	1359,225	1,5"	1,604"
31	17,167	215	80,428	790	239,912	1675	457,945	5900	1379,927	2,0"	2,108"
32	17,590	220	81,965	800	242,501	1700	463,863	6000	1400,593	2,5"	2,607"
33	18,011	225	83,497	810	245,086	1725	469,771	6100	1421,224	3,0"	3,100"
34	18,429	230	85,023	820	247,668	1750	475,669	6200	1441,820	4,0"	4,071"
35	18,845	235	86,545	825	248,957	1775	481,558	6300	1462,383	5,0"	5,032"
36	19,259	240	88,062	830	250,245	1800	487,437	6400	1482,912	6,0"	5,984"
37	19,671	245	89,575	840	252,819	1825	493,307	6500	1503,408	7,0"	6,928"
38	20,080	250	91,084	850	255,388	1850	499,167	6600	1523,872	8,0"	7,865"
39	20,488	255	92,589	860	257,953	1875	505,019	6700	1544,305	9,0"	8,797"
40	20,894	260	94,090	870	260,515	1900	510,861	6800	1564,706	1,0(10)"	9,725"
41	21,298	265	95,588	875	261,795	1925	516,695	6900	1585,077	1,5"	1,429(10)"
42	21,701	270	97,081	880	263,073	1950	522,520	7000	1605,418	2,0"	1,880"
43	22,101	275	98,571	890	265,629	1975	528,337	7100	1625,729	2,5"	2,328"
44	22,500	280	100,057	900	268,181	2000	534,145	7200	1646,011	3,0"	2,771"
45	22,897	285	101,540	910	270,729	2025	539,945	7300	1666,265	4,0"	3,645"

(Продолжение на следующей странице)

Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$	Безразмер- ное время, t_b	Водоприток, $W_{вб}$
46	23,291	290	103,019	920	273,274	2050	545,737	7400	1686,490	5,0"	4,510"				
47	23,684	295	104,495	925	274,545	2075	551,522	7500	1706,688	6,0"	5,368"				
48	24,076	300	105,968	930	275,815	2100	557,299	7600	1726,859	7,0"	6,220"				
49	24,466	305	107,437	940	278,353	2125	563,068	7700	1747,002	8,0"	7,066"				
50	24,855	310	108,904	950	280,888	2150	568,830	7800	1767,120	9,0"	7,909"				
51	25,244	315	110,367	960	283,420	2175	574,585	7900	1787,212	1,0(10) ¹⁰	8,747"				
52	25,633	320	111,827	970	285,948	2200	580,332	8000	1807,278	1,5"	1,288"(10) ⁹				
53	26,020	325	113,284	975	287,211	2225	586,072	8100	1827,319	2,0"	1,697"				
54	26,406	330	114,738	980	288,473	2250	591,806	8200	1847,336	2,5"	2,103"				
55	26,791	335	116,189	990	290,995	2275	597,532	8300	1867,329	3,0"	2,505"				
56	27,174	340	117,638	1000	293,514	2300	603,252	8400	1887,298	4,0"	3,299"				
57	27,555	345	119,083	1010	296,030	2325	608,965	8500	1907,243	5,0"	4,087"				
58	27,935	350	120,526	1020	298,543	2350	614,672	8600	1927,166	6,0"	4,868"				
59	28,314	355	121,966	1025	299,799	2375	620,372	8700	1947,065	7,0"	5,643"				
60	28,691	360	123,403	1030	301,053	2400	626,066	8800	1966,942	8,0"	6,414"				
61	29,068	365	124,838	1040	303,560	2425	631,755	8900	1986,796	9,0"	7,183"				
62	29,443	370	126,270	1050	306,065	2450	637,437	9000	2006,628	1,0(10) ¹¹	7,948"				
63	29,818	375	127,699	1060	308,567	2475	643,113	9100	2026,438	1,5"	1,17(10) ¹⁰				
64	30,192	380	129,126	1070	311,066	2500	648,781	9200	2046,227	2,0"	1,55"				
65	30,565	385	130,550	1075	312,314	2550	660,093	9300	2065,996	2,5"	1,92"				
66	30,937	390	131,972	1080	313,562	2600	671,379	9400	2085,744	3,0"	2,29"				
67	31,308	395	133,391	1090	316,055	2650	682,640	9500	2105,473	4,0"	3,02"				
68	31,679	400	134,808	1100	318,545	2700	693,877	9600	2125,184	5,0"	3,75"				
69	32,048	405	136,223	1110	321,032	2750	705,090	9700	2144,878	6,0"	4,47"				
70	32,417	410	137,635	1120	323,517	2800	716,280	9800	2164,555	7,0"	5,19"				
71	32,785	415	139,045	1125	324,760	2850	727,449	9900	2184,216	8,0"	5,89"				
72	33,151	420	140,453	1130	326,000	2900	738,598	10000	2203,861	9,0"	6,58"				
73	33,517	425	141,859	1140	328,480	2950	749,725	12500	2688,967	1,0(10) ¹²	7,28"				
74	33,883	430	143,262	1150	330,958	3000	760,833	15000	3164,780	1,5"	1,08(10) ¹¹				
75	34,247	435	144,664	1160	333,433	3050	771,922	17500	3683,368	2,0"	1,42"				
76	34,611	440	146,064	1170	335,906	3100	782,992	20000	4095,800						
77	34,974	445	147,461	1175	337,142	3150	794,042	25000	5005,726						
78	35,336	450	148,856	1180	338,376	3200	805,075	30000	5899,508						

Таблица 2.2. Безразмерный водопиток W_{∞} для нескольких значений r_f/r_g , т.е. r_f/r_g (значения W_{∞} получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

$r_f/r_g=1,5$	$r_f/r_g=2,0$	$r_f/r_g=2,5$	$r_f/r_g=3,0$	$r_f/r_g=3,5$	$r_f/r_g=4,0$	$r_f/r_g=4,5$							
Безразмерное время, t_D	Безразмерное время, t_D	Безразмерное время, t_D	Безразмерное время, t_D	Безразмерное время, t_D	Безразмерное время, t_D	Безразмерное время, t_D							
5,0(10) ⁻²	0,276	5,0(10) ⁻²	0,278	1,0(10) ⁻¹	0,408	3,0(10) ⁻¹	0,755	1,00	1,571	2,00	2,442	2,5	2,835
6,0"	0,304	7,5"	0,345	1,5"	0,509	4,0"	0,895	1,20	1,761	2,20	2,598	3,0	3,196
7,0"	0,330	1,0(10) ⁻¹	0,404	2,0"	0,599	5,0"	1,023	1,40	1,940	2,40	2,748	3,5	3,537
8,0"	0,354	1,25"	0,458	2,5"	0,681	6,0"	1,143	1,60	2,111	2,60	2,893	4,0	3,859
9,0"	0,375	1,50"	0,507	3,0"	0,758	7,0"	1,256	1,80	2,273	2,80	3,034	4,5	4,165
1,0(10) ⁻¹	0,395	1,75"	0,553	3,5"	0,829	8,0"	1,363	2,00	2,427	3,00	3,170	5,0	4,454
1,1"	0,414	2,00"	0,597	4,0"	0,897	9,0"	1,465	2,20	2,574	3,25	3,334	5,5	4,727
1,2"	0,431	2,25"	0,638	4,5"	0,962	1,00	1,563	2,40	2,715	3,50	3,493	6,0	4,986
1,3"	0,446	2,50"	0,678	5,0"	1,024	1,25	1,791	2,60	2,849	3,75	3,645	6,5	5,231
1,4"	0,461	2,75"	0,715	5,5"	1,083	1,50	1,997	2,80	2,976	4,00	3,792	7,0	5,464
1,5"	0,474	3,00"	0,751	6,0"	1,140	1,75	2,184	3,00	3,098	4,25	3,932	7,5	5,684
1,6"	0,486	3,25"	0,785	6,5"	1,195	2,00	2,353	3,25	3,242	4,50	4,068	8,0	5,892
1,7"	0,497	3,50"	0,817	7,0"	1,248	2,25	2,507	3,50	3,379	4,75	4,198	8,5	6,089
1,8"	0,507	3,75"	0,848	7,5"	1,299	2,50	2,646	3,75	3,507	5,00	4,323	9,0	6,276
1,9"	0,517	4,00"	0,877	8,0"	1,348	2,75	2,772	4,00	3,628	5,50	4,560	9,5	6,453
2,0"	0,525	4,25"	0,905	8,5"	1,395	3,00	2,886	4,25	3,742	6,00	4,779	10	6,621
2,1"	0,533	4,50"	0,932	9,0"	1,440	3,25	2,990	4,50	3,850	6,50	4,982	11	6,930
2,2"	0,541	4,75"	0,958	9,5"	1,484	3,50	3,084	4,75	3,951	7,00	5,169	12	7,208
2,3"	0,548	5,00"	0,993	1,0	1,526	3,75	3,170	5,00	4,047	7,50	5,343	13	7,457
2,4"	0,554	5,50"	1,028	1,1	1,605	4,00	3,247	5,50	4,222	8,00	5,504	14	7,680
2,5"	0,559	6,00"	1,070	1,2	1,679	4,25	3,317	6,00	4,378	8,50	5,653	15	7,880
2,6"	0,565	6,50"	1,108	1,3	1,747	4,50	3,381	6,50	4,516	9,00	5,790	16	8,060
2,8"	0,574	7,00"	1,143	1,4	1,811	4,75	3,439	7,00	4,639	9,50	5,917	18	8,365
3,0"	0,582	7,50"	1,174	1,5	1,870	5,00	3,491	7,50	4,749	10	6,035	20	8,611
3,2"	0,588	8,00"	1,203	1,6	1,924	5,50	3,581	8,00	4,846	11	6,246	22	8,809
3,4"	0,594	9,00"	1,253	1,7	1,975	6,00	3,656	8,50	4,932	12	6,425	24	8,968
3,6"	0,599	1,00"	1,295	1,8	2,022	6,50	3,717	9,00	5,009	13	6,580	26	9,097
3,8"	0,603	1,1	1,330	2,0	2,106	7,00	3,767	9,50	5,078	14	6,712	28	9,200
4,0"	0,606	1,2	1,358	2,2	2,178	7,50	3,809	10,00	5,138	15	6,825	30	9,283

(Продолжение на следующей странице)

$r_p/r_R=1,5$		$r_p/r_R=2,0$		$r_p/r_R=2,5$		$r_p/r_R=3,0$		$r_p/r_R=3,5$		$r_p/r_R=4,0$		$r_p/r_R=4,5$	
Безразмер- ное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$
4,5"	0,613	1,3	1,352	2,4	2,241	8,00	3,843	11	5,241	16	6,922	34	9,404
5,0"	0,617	1,4	1,402	2,6	2,294	9,00	3,894	12	5,321	17	7,004	38	9,481
6,0"	0,621	1,6	1,432	2,8	2,340	10,00	3,928	13	5,385	18	7,076	42	9,532
7,0"	0,623	1,7	1,444	3,0	2,380	11,00	3,951	14	5,435	20	7,189	46	9,565
8,0"	0,624	1,8	1,453	3,4	2,444	12,00	3,967	15	5,476	22	7,272	50	9,586
		2,0	1,468	3,8	2,491	14,00	3,985	16	5,506	24	7,332	60	9,612
		2,5	1,487	4,2	2,525	16,00	3,993	17	5,531	26	7,377	70	9,621
		3,0	1,495	4,6	2,551	18,00	3,997	18	5,551	30	7,434	80	9,623
		4,0	1,499	5,0	2,570	20,00	3,999	20	5,579	34	7,464	90	9,624
		5,0	1,500	6,0	2,599	22,00	3,999	25	5,611	38	7,481	100	9,625
				7,0	2,613	24,00	4,000	30	5,621	42	7,490		
				8,0	2,619			35	5,624	46	7,494		
				9,0	2,622			40	5,625	50	7,499		
				10,0	2,624								

$r_p/r_R=5,0$		$r_p/r_R=6,0$		$r_p/r_R=7,0$		$r_p/r_R=8,0$		$r_p/r_R=9,0$		$r_p/r_R=10,0$	
Безразмер- ное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$	Безраз- мерное время, t_b	Водо- приток, $W_{вд}$
3,0	3,195	6,0	5,148	9,0	6,861	9	6,861	10	7,417	15	9,96
3,5	3,542	6,5	5,440	9,50	7,127	10	7,398	15	9,945	20	12,32
4,0	3,875	7,0	5,724	10	7,389	11	7,920	20	12,26	22	13,22
4,5	4,193	7,5	6,002	11	7,902	12	8,431	22	13,13	24	14,95
5,0	4,499	8,0	6,273	12	8,397	13	8,930	24	13,98	26	14,95
5,5	4,792	8,5	6,537	13	8,876	14	9,418	26	14,79	28	15,78
6,0	5,074	9,0	6,795	14	9,341	15	9,895	26	15,59	30	16,59
6,5	5,345	9,5	7,047	15	9,791	16	10,361	30	16,35	32	17,38
7,0	5,605	10,0	7,293	16	10,23	17	10,82	32	17,10	34	18,16
7,5	5,854	10,5	7,533	17	10,65	18	11,26	34	17,82	36	18,91

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.2. Безразмерный водопиток $W_{вд}$ для нескольких значений r_e/r_R т. е. r_e/r_R (значения $W_{вд}$ получены Van Everdingen и Hurst, разрешение на публикацию получено от SPE)

$r_e/r_R=5,0$			$r_e/r_R=6,0$			$r_e/r_R=7,0$			$r_e/r_R=8,0$			$r_e/r_R=9,0$			$r_e/r_R=10,0$		
Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$	Безразмер- ное время, t_D	Водоприток, $W_{вд}$		
8,0	6,094	11	7,767	18	11,06	19	11,70	36	18,52	38	19,65						
8,5	6,325	12	8,220	19	11,46	20	12,13	38	19,19	40	20,37						
9,0	6,547	13	8,651	20	11,85	22	12,95	40	19,85	42	21,07						
9,5	6,760	14	9,063	22	12,58	24	13,74	42	20,48	44	21,76						
10	6,965	15	9,456	24	13,27	26	14,50	44	21,09	46	22,42						
11	7,350	16	9,829	26	13,92	28	15,23	46	21,69	48	23,07						
12	7,706	17	10,19	28	14,53	30	15,92	48	22,26	50	23,71						
13	8,035	18	10,53	30	15,11	34	17,22	50	22,82	52	24,33						
14	8,339	19	10,85	35	16,39	38	18,41	52	23,36	54	24,94						
15	8,620	20	11,16	40	17,49	40	18,97	54	23,89	56	25,53						
16	8,879	22	11,74	45	18,43	45	20,26	56	24,39	58	26,11						
18	9,338	24	12,26	50	19,24	50	21,42	58	24,88	60	26,67						
20	9,731	25	12,50	60	20,51	55	22,46	60	25,36	65	28,02						
22	10,07	31	13,74	70	21,45	60	23,40	65	26,48	70	29,29						
24	10,35	35	14,40	80	22,13	70	24,98	70	27,52	75	30,49						
26	10,59	39	14,93	90	22,63	80	26,26	75	28,48	80	31,61						
28	10,80	51	16,05	100	23,00	90	27,28	80	29,36	85	32,67						
30	10,98	60	16,56	120	23,47	100	28,11	85	30,18	90	33,66						
34	11,26	70	16,91	140	23,71	120	29,31	90	30,93	95	34,60						
38	11,46	80	17,14	160	23,85	140	30,08	95	31,63	100	35,48						
42	11,61	90	17,27	180	23,92	160	30,58	100	32,27	120	38,51						
46	11,71	100	17,36	200	23,96	180	30,91	120	34,39	140	40,89						
50	11,79	110	17,41	500	24,00	200	31,12	140	35,92	160	42,75						
60	11,91	120	17,45			240	31,34	160	37,04	180	44,21						
70	11,96	130	17,46			280	31,43	180	37,85	200	45,36						
80	11,98	140	17,48			320	31,47	200	38,44	240	46,95						
90	11,99	150	17,49			360	31,49	240	39,17	280	47,94						
100	12,00	160	17,49			400	31,50	280	39,56	320	48,54						
120	12,00	180	17,50			500	31,50	320	39,77	360	48,91						
		200	17,50					360	39,88	400	49,14						
		220	17,50					400	39,94	440	49,28						
								440	39,97	480	49,36						
								480	39,98								

(продолжение)

Представим результаты в табличной форме:

t (сут.)	$t_D = 0,9888t$
365	361
730	722
1825	1805

Шаг 4. По табл. 2.1 определим безразмерный дебит воды W_{cD} :

t (сут.)	t_D	W_{cD}
365	361	123,5
730	722	221,8
1825	1805	484,6

Шаг 5. Рассчитаем суммарный объем притока воды по формуле 2.3.18:

$$W_r = B \Delta p W_{cD}$$

t (сут.)	W_{cD}	$W_r = (20,4)(2500 \times 2490) W_{cD}$
365	123,5	25 194 пл. барр.
730	221,8	45 247 пл. барр.
1825	484,6	98 858 пл. барр.

Из примера 2.6 видно, что при заданном перепаде давления удвоение временного интервала не приводит к удвоению притока воды. Этот пример также показывает, как рассчитать приток, обусловленный одиночным перепадом

давления. Поскольку за прогнозируемый период таких ступенчатых перепадов давления бывает достаточно много, необходимо проанализировать процедуру, используемую в случае многократных падений давления.

Рассмотрим рис. 2.13, на котором показано снижение давления на границе залежи — водоносный пласт в функции времени для радиальной фильтрации. Если текущее давление, показанное на рис. 2.13, в момент времени резко падает от p_1 до p_1' , это падение давления ($p_1 - p_1'$) будет действовать на водоносный горизонт. Вода продолжит расширяться, и новое пониженное давление продолжит распространение по водоносному горизонту. Через достаточно продолжительный временной интервал давление на внешнем крае водоносного горизонта понизится до p_1 .

Если через некоторое время после снижения текущего давления до p_1 на границе резко сформируется второе давление p_2 , новая волна давления начнет перемещаться к внешней границе водоносного горизонта. Эта новая волна давления также приводит к расширению воды и, соответственно, обводнению пласта. Однако это новое падение давления будет равно не ($p_1 - p_2$), а ($p_1' - p_2$). Эта вторая волна давления будет распространяться вслед за первой волной. Давление, предшествующее второй волне давления, будет соответствовать конечному моменту первого падения давления, p_1 .

Поскольку эти волны распространяются не одновременно, они полностью независимы друг от друга. Таким образом, расширение воды, вызванное первым падением давления, продолжится наряду с дополнительным водопитоком, возникающим в результате одного или нескольких последующих падений давления. Это, по сути, представляет собой принцип

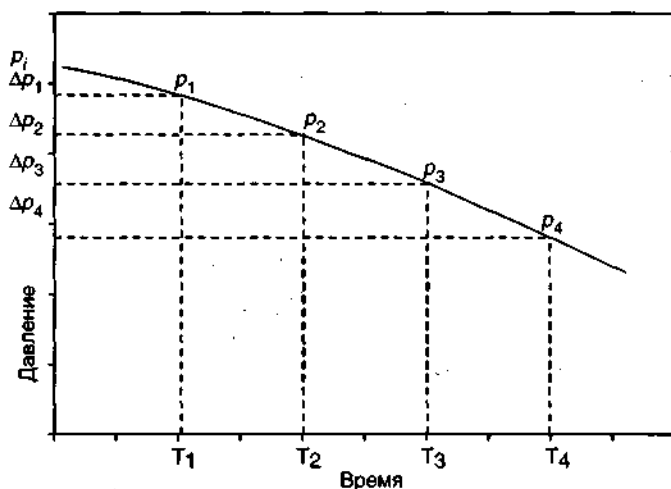


Рис. 2.13. График текущего давления от времени

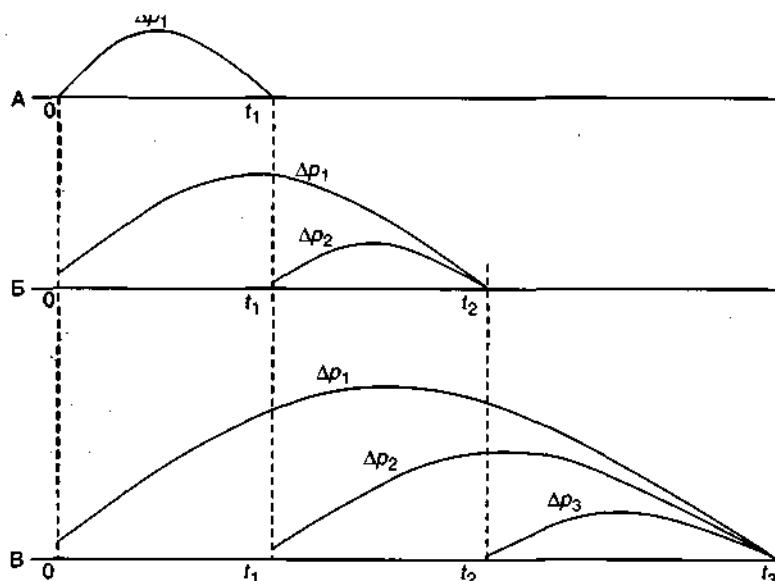


Рис. 2.14. Иллюстрация понятия суперпозиции

суперпозиции. Чтобы определить суммарный водоприток в пласт на любой заданный момент времени, необходимо определить приток воды, обусловленный каждым последующим падением давления в пласте и водоносном горизонте.

При расчете суммарного водопритока в пласт через последовательные интервалы необходимо начинать с самого начала. Это необходимо из-за различных временных интервалов, в течение которых действуют соответствующие падения давления.

Предложенная ван Эвердингом и Харстом (van Everdingen и Hurst) процедура расчетов для определения водопритока как функции времени и падения давления представлена ниже и проиллюстрирована на рис. 2.14.

Шаг 1. Пусть текущее давление снизилось с начального значения до p_1 через t_1 сут. Чтобы определить суммарный водоприток в результате этого первого падения давления $\Delta p_1 = p_i - p_1$, можно просто произвести вычисления по формуле 2.3.18, или:

$$W_e = B \Delta p_1 (W_{eD})_{t_1},$$

где W_e — суммарный водоприток, обусловленный первым падением давления Δp_1 . Безразмерный дебит $(W_{eD})_{t_1}$ рассчитывается на основе безразмерного времени через t_1 сут. Этот простой вычислительный шаг показан буквой А на рис. 2.14.

Шаг 2. Пусть текущее давление через t_2 сут. снова снизилось до p_2 , т. е. $\Delta p_2 = p_1 - p_2$. Общий

суммарный водоприток через t_2 сут. обуславливается первым падением давления Δp_1 и вторым падением давления Δp_2 , или:

$$W_e = \text{водоприток обусловленный } \Delta p_1 + \text{водоприток обусловленный } \Delta p_2;$$

$$W_e = (W_e)_{\Delta p_1} + (W_e)_{\Delta p_2},$$

где:

$$(W_e)_{\Delta p_1} = B \Delta p_1 (W_{eD})_{t_2};$$

$$(W_e)_{\Delta p_2} = B \Delta p_2 (W_{eD})_{t_2-t_1}.$$

Из приведенного выше соотношения видно, что влияние первого падения давления Δp_1 продолжается в течение всего времени t_2 , тогда как когда второе падение давления действует только в течение периода $(t_2 - t_1)$ сут., как показано буквой Б на рис. 2.14.

Шаг 3. Третье падение давления $\Delta p_3 = p_2 - p_3$ вызовет дополнительный приток воды, как показано буквой В на рис. 2.14. Общий суммарный приток можно рассчитать по формуле:

$$W_e = (W_e)_{\Delta p_1} + (W_e)_{\Delta p_2} + (W_e)_{\Delta p_3},$$

где:

$$(W_e)_{\Delta p_1} = B \Delta p_1 (W_{eD})_{t_3};$$

$$(W_e)_{\Delta p_2} = B \Delta p_2 (W_{eD})_{t_3-t_1};$$

$$(W_e)_{\Delta p_1} = B \Delta p_1 (W_{ed})_{t_1-t_2}.$$

Предложенное ван Эвердингенем и Харстом (van Everdingen и Hurst) соотношение для притока воды можно выразить в более обобщенной форме:

$$W_e = B \sum \Delta p W_{ed}. \quad [2.3.22]$$

Авторы также предлагают принять полное значение падения давления за первый период равным половине фактического падения давления за весь первый период $1/2(p_1 - p_2)$. Тогда за второй период эффективное падение давления составит половину падения давления за первый период $1/2(p_1 - p_2)$ и половину за второй, что позволяет упростить выражение:

$$\frac{p_1 - p_2}{2} + \frac{p_1 - p_2}{2} = \frac{p_1 - p_2}{2}.$$

Аналогично, эффективное падение давления, используемое в расчетах для третьего периода, составит половину падения давления за второй период, т. е. $1/2(p_2 - p_3)$ плюс половину падения давления за третий период, т. е. $1/2(p_3 - p_4)$, после упрощения получим $1/2(p_2 - p_4)$. Данные преобразования обеспечивают точность расчетов, только если все временные интервалы равны между собой.

Пример 2.7. Используя исходные данные из примера 2.6, рассчитать суммарный приток воды на конец 6-го, 12-го, 18-го и 24-го месяцев. Прогнозируемые граничные давления в конце каждого временного интервала даны в таблице ниже.

Время (сут.)	Время (мес.)	Текущее давление (пси)
0	0	2500
182,5	6	2490
365,0	12	2472
547,5	18	2444
730,0	24	2408

Данные из примера 2.6 продублированы ниже:

$$B = 20,4; t_D = 0,9888t.$$

Решение.

Приток воды через 6 месяцев:

Шаг 1. Определим константу заводнения B . В примере 2.6 получена величина:

$$B = 20,4 \text{ пл. барр./пси.}$$

Шаг 2. Рассчитаем безразмерное время t_D через $t = 182,5$ сут.:

$$t_D = 0,9888t = 0,9888(182,5) = 180,5.$$

Шаг 3. Рассчитаем первое падение давления Δp_1 . Это давление принимается равным половине фактического падения давления, или:

$$\Delta p_1 = \frac{p_1 - p_2}{2} = \frac{2500 - 2490}{2} = 5$$

Шаг 4. Определим безразмерный дебит W_{ed} по табл. 2.1 при $t_D = 180,5$:

$$(W_{ed})_{t_D} = 69,46.$$

Шаг 5. Рассчитаем суммарный приток воды на конец 182,5 сут., обусловленный первым падением давления в 5 пси [34,5 кПа], т. е. $(W_e)_{\Delta p_1=5}$ по формуле ван Эвердингена и Харста, или:

$$(W_e)_{\Delta p_1=5 \text{ пси}} = B \Delta p_1 (W_{ed})_{t_D} = \\ = (20,4)(5)(69,46) = 7085$$

Суммарный приток воды через 12 месяцев:

Шаг 1. Еще через 6 месяцев давление снизится от 2490 пси [17,17 МПа] до 2472 пси [17,04 МПа]. Второе падение давления Δp_2 принимается равным сумме половины фактического падения давления за первый период и половины фактического падения давления за второй период, или:

$$\Delta p_2 = \frac{p_1 - p_2}{2} = \frac{2500 - 2472}{2} = 14$$

Шаг 2. Общий суммарный приток после окончания 12 месяцев определяется первым падением давления Δp_1 и вторым падением давления Δp_2 . Первое падение давления Δp_1 влияло на приток в течение года, а второе падение давления Δp_2 — в течение только 6 месяцев, как показано на рис. 2.15. Ввиду указанного временного различия обе величины падения давления рассчитываются по отдельности, а затем результаты суммируются с получением общего притока воды. То есть:

$$W_e = (W_e)_{\Delta p_1} + (W_e)_{\Delta p_2}.$$

Шаг 3. Рассчитаем безразмерное время через 365 сут.:

$$t_D = 0,9888t = 0,9888(365) = 361.$$

Шаг 4. Определим безразмерный дебит воды по табл. 2.1 при $t_D = 361$:

$$W_{ed} = 123,5.$$

Шаг 5. Рассчитаем приток воды, обусловленный первым и вторым падениями давления, т. е. $(W_e)_{\Delta p_1}$ и $(W_e)_{\Delta p_2}$:

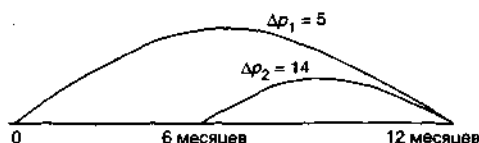


Рис. 2.15. Продолжительность влияния падения давления из примера 2.7

$$(W_e)_{\Delta p_1=5 \text{ psi}} = (20,4)(5)(123,5) = 12597$$

$$(W_e)_{\Delta p_2=14 \text{ psi}} = (20,4)(14)(69,46) = 19938$$

Шаг 6. Рассчитаем общий суммарный приток воды через 12 месяцев:

$$W_e = (W_e)_{\Delta p_1} + (W_e)_{\Delta p_2} = 12597 + 19938 = 32435$$

Приток воды через 18 месяцев:

Шаг 1. Рассчитаем третье падение давления Δp_3 , которое принимается равным сумме половины фактического падения давления за второй период и половины фактического падения давления за третий период, или:

$$\Delta p_3 = \frac{p_1 - p_3}{2} = \frac{2500 - 2444}{2} = 23$$

Шаг 2. Рассчитаем безразмерное время через 6 месяцев:

$$t_D = 0,9888t = 0,9888(547,5) = 541,5.$$

Шаг 3. Определим безразмерный дебит по табл. 2.1 при $t_D = 541,5$:

$$W_{eD} = 173,7.$$

Шаг 4. Первое падение давления влияло на приток в течение 18 месяцев, второе падение давления — в течение 12 месяцев, а последнее падение давления — в течение только 6 месяцев, как показано на рис. 2.16. Таким образом, суммарный приток воды составит:

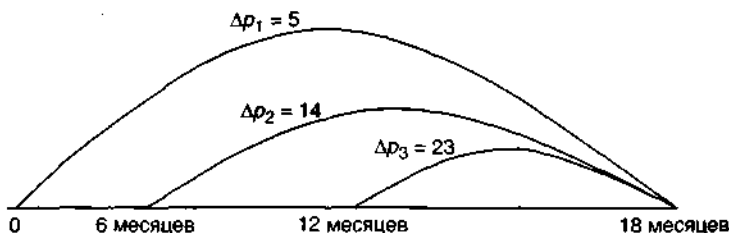


Рис. 2.16. Данные падения давления из примера 2.7

Время (сут.)	t_D	Δp	W_{eD}	W_e
547,5	541,5	5	173,7	17714
365	361	14	123,5	35272
182,5	180,5	23	69,40	32291

$$W_e = 85277 \text{ пл. барр.}$$

Приток воды через 24 месяца:

Первое падение давления влияло на приток в течение 24 месяцев, второе падение давления — в течение 18 месяцев, третье падение давления — в течение 12 месяцев, а четвертое падение давления — в течение только 6 месяцев.

Время (сут.)	t_D	Δp	W_{eD}	W_e
730	722	5	221,8	22624
547,5	541,5	14	173,7	49609
365	361	23	123,5	57946
182,5	180,5	32	69,40	45343

$$W_e = 175522 \text{ пл. барр.}$$

Эдвардсон (Edwardson) и др. (1962) вывели три системы полиномиальных выражений для расчета безразмерного дебита воды W_{eD} для условий бесконечного водоносного пласта. Три предложенных выражения, по сути, аппроксимируют значения W_{eD} в трех интервалах безразмерного времени.

1) Для $t_D < 0,01$:

$$W_{eD} = \sqrt{\frac{t_D}{P}}. \quad [2.3.23]$$

2) Для $0,01 < t_D < 200$:

$$W_{eD} = (1,2838\sqrt{t_D} + 1,19328t_D + 0,269872(t_D)^{3/2} + 0,00855294(t_D)^3) / (1 + 0,616599\sqrt{t_D} + 0,0413008t_D). \quad [2.3.24]$$

3) Для $t_D > 200$:

$$W_{ed} = \frac{-4,29881 + 2,02566t_D}{\ln(t_D)} \quad [2.3.25]$$

Режим вытеснения подошвенной водой

Представленное ван Эвердинген и Харстом (van Everdingen и Hurst) решение уравнения диффузии для *радиального* течения считается наиболее точной на сегодняшний день моделью притока воды в залежь. Однако предложенная методика решения не подходит для описания вертикального продвижения воды в системы с режимом вытеснения подошвенной водой. Коутс (Coats, 1962) представил математическую модель, учитывающую вертикальное течение из подошвенных водоносных горизонтов. Он справедливо заметил, что пласты часто располагаются над водоносными горизонтами значительной толщины и отделяются от них горизонтальной поверхностью раздела. Он показал, что в подобных ситуациях может наблюдаться значительный подпор со стороны подошвенных вод. Коутс включил в уравнение диффузии дополнительный член, учитывающий вертикальное течение:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + F_k \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{m\epsilon c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad [2.3.26]$$

где F_k — отношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей, или:

$$F_k = \frac{k_v}{k_h}, \quad [2.3.27]$$

где:

k_v — вертикальная проницаемость;
 k_h — горизонтальная проницаемость.

Аллард и Чен (Allard и Chen, 1988) показали, что уравнение 2.3.26 имеет бесконечное число решений, соответствующих всем возможным конфигурациям системы пласт — водоносный горизонт. Они предположили, что, решив уравнение 2.3.26 в терминах безразмерного времени t_D , безразмерного радиуса r_D и вновь введенной безразмерной переменной z_D , можно получить общее решение, применимое к широкому спектру систем.

$$z_D = \frac{h}{r_D \sqrt{F_k}}, \quad [2.3.28]$$

где:

z_D — безразмерное расстояние по вертикали;
 h — толщина водоносного горизонта.

Для решения уравнения 2.3.26 Аллен и Чен использовали численную модель. Авторы получили решение для притока подошвенных вод, сравнимое по форме с выражением ван

Эвердингена и Харста:

$$W_e = B \sum \Delta p W_{ed}. \quad [2.3.29]$$

Константу заводнения B они определили идентичной константе, полученной по формуле 2.3.19, или:

$$B = 1,119 \epsilon c_i r_e^2 h. \quad [2.3.30]$$

Обратите внимание, что константа заводнения B для пластов с режимом вытеснения подошвенной водой *не включает в себя* угол заводнения θ .

Фактические значения W_{ed} отличаются от значений, рассчитанных на основе модели ван Эвердингена и Харста, поскольку в режиме вытеснения подошвенной водой W_{ed} зависит от вертикальной проницаемости. Аллард и Чен (Allard и Chen) вычислили значения W_{ed} как функцию от r_D , t_D и z_D . Эти значения представлены в таблицах 2.3—2.7.

Алгоритм решения задачи с притоком подошвенных вод идентичен решению задачи с притоком краевых вод, рассмотренной в примере 2.7. Аллард и Чен проиллюстрировали результаты своей методики в следующем примере.

Пример 2.8. Бесконечный подошвенный водоносный горизонт характеризуется следующими свойствами:

$$\begin{aligned} r_e &= \infty; k_h = 50 \text{ мД}; F_k = 0,04; \phi = 0,1; \\ \mu_o &= 0,395 \text{ сП}; c_i = 8 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; h = 200 \text{ фут}; \\ r_e &= 2000 \text{ фут}; \theta = 360^\circ. \end{aligned}$$

Динамика изменения текущего давления приведена ниже:

Время (сут.)	P (пси)
0	3000
30	2956
60	2917
90	2877
120	2844
150	2811
180	2791
210	2773
240	2755

Требуется рассчитать суммарный приток воды как функцию от времени на основе решения для режима вытеснения подошвенной водой и сравнить результаты с данными для режима вытеснения краевой водой.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем безразмерный радиус для бесконечного водоносного горизонта:

$$r_D = \infty.$$

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, W_{ac} , для бесконечного водоносного горизонта (разрешение на публикацию получено от SPE)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
0,1	0,700	0,677	0,508	0,349	0,251	0,195	0,176
0,2	0,793	0,786	0,696	0,547	0,416	0,328	0,295
0,3	0,936	0,926	0,834	0,692	0,548	0,440	0,396
0,4	1,051	1,041	0,952	0,812	0,662	0,540	0,486
0,5	1,158	1,155	1,059	0,918	0,764	0,631	0,569
0,6	1,270	1,268	1,167	1,021	0,862	0,721	0,651
0,7	1,384	1,380	1,270	1,116	0,953	0,806	0,729
0,8	1,503	1,499	1,373	1,205	1,039	0,886	0,803
0,9	1,621	1,612	1,477	1,286	1,117	0,959	0,872
1	1,743	1,726	1,581	1,347	1,181	1,020	0,932
2	2,402	2,393	2,288	2,034	1,827	1,622	1,509
3	3,031	3,018	2,895	2,650	2,408	2,164	2,026
4	3,629	3,615	3,477	3,223	2,949	2,669	2,510
5	4,217	4,201	4,048	3,766	3,462	3,150	2,971
6	4,784	4,766	4,601	4,288	3,956	3,614	3,416
7	5,323	5,303	5,128	4,792	4,434	4,063	3,847
8	5,829	5,808	5,625	5,283	4,900	4,501	4,268
9	6,306	6,283	6,094	5,762	5,355	4,929	4,680
10	6,837	6,816	6,583	6,214	5,792	5,344	5,080
11	7,263	7,242	7,040	6,664	6,217	5,745	5,468
12	7,742	7,718	7,495	7,104	6,638	6,143	5,852
13	8,196	8,172	7,943	7,539	7,052	6,536	6,231
14	8,648	8,623	8,385	7,967	7,461	6,923	6,604
15	9,094	9,068	8,821	8,389	7,864	7,305	6,973
16	9,534	9,507	9,253	8,806	8,262	7,682	7,338
17	9,969	9,942	9,679	9,218	8,656	8,056	7,699
18	10,399	10,371	10,100	9,626	9,046	8,426	8,057
19	10,823	10,794	10,516	10,029	9,432	8,793	8,411
20	11,241	11,211	10,929	10,430	9,815	9,156	8,763
21	11,664	11,633	11,339	10,826	10,194	9,516	9,111
22	12,075	12,045	11,744	11,219	10,571	9,874	9,457
23	12,486	12,454	12,147	11,609	10,944	10,229	9,801
24	12,893	12,861	12,546	11,996	11,315	10,581	10,142
25	13,297	13,264	12,942	12,380	11,683	10,931	10,481
26	13,698	13,665	13,336	12,761	12,048	11,279	10,817
27	14,097	14,062	13,726	13,140	12,411	11,625	11,152
28	14,493	14,458	14,115	13,517	12,772	11,968	11,485
29	14,886	14,850	14,501	13,819	13,131	12,310	11,816
30	15,277	15,241	14,884	14,263	13,488	12,650	12,145
31	15,666	15,628	15,266	14,634	13,843	12,990	12,473
32	16,053	16,015	15,645	15,002	14,196	13,324	12,799
33	16,437	16,398	16,023	15,368	14,548	13,659	13,123
34	16,819	16,780	16,398	15,732	14,897	13,992	13,446

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, W_{∞} , для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
35	17,200	17,160	16,772	16,095	15,245	14,324	13,767
36	17,579	17,538	17,143	16,456	15,592	14,654	14,088
37	17,956	17,915	17,513	16,815	15,937	14,983	14,406
38	18,331	18,289	17,882	17,173	16,280	15,311	14,724
39	18,704	18,662	18,249	17,529	16,622	15,637	15,040
40	19,088	19,045	18,620	17,886	16,964	15,963	15,356
41	19,450	19,407	18,982	18,240	17,305	16,288	15,671
42	19,821	19,777	19,344	18,592	17,644	16,611	15,985
43	20,188	20,144	19,706	18,943	17,981	16,933	16,297
44	20,555	20,510	20,065	19,293	18,317	17,253	16,608
45	20,920	20,874	20,424	19,641	18,651	17,573	16,918
46	21,283	21,237	20,781	19,988	18,985	17,891	17,227
47	21,645	21,598	21,137	20,333	19,317	18,208	17,535
48	22,006	21,958	21,491	20,678	19,648	18,524	17,841
49	22,365	22,317	21,844	21,021	19,978	18,840	18,147
50	22,722	22,674	22,196	21,363	20,307	19,154	18,452
51	23,081	23,032	22,547	21,704	20,635	19,467	18,757
52	23,436	23,387	22,897	22,044	20,962	19,779	19,060
53	23,791	23,741	23,245	22,383	21,288	20,091	19,362
54	24,145	24,094	23,593	22,721	21,613	20,401	19,664
55	24,498	24,446	23,939	23,058	21,937	20,711	19,965
56	24,849	24,797	24,285	23,393	22,260	21,020	20,265
57	25,200	25,147	24,629	23,728	22,583	21,328	20,564
58	25,549	25,496	24,973	24,062	22,904	21,636	20,862
59	25,898	25,844	25,315	24,395	23,225	21,942	21,160
60	26,246	26,191	25,657	24,728	23,545	22,248	21,457
61	26,592	26,537	25,998	25,059	23,864	22,553	21,754
62	26,938	26,883	26,337	25,390	24,182	22,857	22,049
63	27,283	27,227	26,676	25,719	24,499	23,161	22,344
64	27,627	27,570	27,015	26,048	24,816	23,464	22,639
65	27,970	27,913	27,352	26,376	25,132	23,766	22,932
66	28,312	28,255	27,688	26,704	25,447	24,068	23,225
67	28,653	28,596	28,024	27,030	25,762	24,369	23,518
68	28,994	28,936	28,359	27,356	26,075	24,669	23,810
69	29,334	29,275	28,693	27,681	26,389	24,969	24,101
70	29,673	29,614	29,026	28,008	26,701	25,268	24,391
71	30,011	29,951	29,359	28,329	27,013	25,566	24,681
72	30,349	30,288	29,691	28,652	27,324	25,864	24,971
73	30,686	30,625	30,022	28,974	27,634	26,161	25,260
74	31,022	30,960	30,353	29,296	27,944	26,458	25,548
75	31,357	31,295	30,682	29,617	28,254	26,754	25,836
76	31,692	31,629	31,012	29,937	28,562	27,049	26,124
77	32,026	31,963	31,340	30,257	28,870	27,344	26,410

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, W_{ex} для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
78	32,359	32,296	31,668	30,576	29,178	27,639	26,697
79	32,692	32,628	31,995	30,895	29,485	27,933	25,983
80	33,024	32,959	32,322	31,212	29,791	28,226	27,268
81	33,355	33,290	32,647	31,530	30,097	28,519	27,553
82	33,686	33,621	32,973	31,846	30,402	28,812	27,837
83	34,016	33,950	33,297	32,163	30,707	29,104	28,121
84	34,345	34,279	33,622	32,478	31,011	29,395	28,404
85	34,674	34,608	33,945	32,793	31,315	29,686	28,687
86	35,003	34,935	34,268	33,107	31,618	29,976	28,970
87	35,330	35,263	34,590	33,421	31,921	30,266	29,252
88	35,657	35,589	34,912	33,735	32,223	30,556	29,534
89	35,984	35,915	35,233	34,048	32,525	30,845	29,815
90	36,310	36,241	35,554	34,360	32,826	31,134	30,096
91	36,636	36,566	35,874	34,672	33,127	31,422	30,376
92	36,960	36,890	36,194	34,983	33,427	31,710	30,656
93	37,285	37,214	36,513	35,294	33,727	31,997	30,935
94	37,609	37,538	36,832	35,604	34,026	32,284	31,215
95	37,932	37,861	37,150	35,914	34,325	32,570	31,493
96	38,255	38,183	37,467	36,223	34,623	32,857	31,772
97	38,577	38,505	37,785	36,532	34,921	33,142	32,050
98	38,899	38,826	38,101	36,841	35,219	33,427	32,327
99	39,220	39,147	38,417	37,149	35,516	33,712	32,605
100	39,541	39,467	38,733	37,456	35,813	33,997	32,881
105	41,138	41,062	40,305	38,987	37,290	35,414	34,260
110	42,724	42,645	41,865	40,508	38,758	36,821	35,630
115	44,299	44,218	43,415	42,018	40,216	38,221	36,993
120	45,864	45,781	44,956	43,520	41,666	39,612	38,347
125	47,420	47,334	46,487	45,012	43,107	40,995	39,694
130	48,966	48,879	48,009	46,497	44,541	42,372	41,035
135	50,504	50,414	49,523	47,973	45,967	43,741	42,368
140	52,033	51,942	51,029	49,441	47,386	45,104	43,696
145	53,555	53,462	52,528	50,903	48,798	46,460	45,017
150	55,070	54,974	54,019	52,357	50,204	47,810	46,333
155	56,577	56,479	55,503	53,805	51,603	49,155	47,643
160	58,077	57,977	56,981	55,246	52,996	50,494	48,947
165	59,570	59,469	58,452	56,681	54,384	51,827	50,247
170	61,058	60,954	59,916	58,110	55,766	53,156	51,542
175	62,539	62,433	61,375	59,534	57,143	54,479	52,832
180	64,014	63,906	62,829	60,952	58,514	55,798	54,118
185	65,484	65,374	64,276	62,365	59,881	57,112	55,399
190	66,948	66,836	65,718	63,773	61,243	58,422	56,676
195	68,406	68,293	67,156	65,175	62,600	59,727	57,949
200	69,860	69,744	68,588	66,573	63,952	61,028	59,217

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, $W_{вс}$, для бесконечного водоносного горизонта
 (разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
205	71,309	71,191	70,015	67,967	65,301	62,326	60,482
210	72,752	72,633	71,437	69,355	66,645	63,619	61,744
215	74,191	74,070	72,855	70,740	67,985	64,908	63,001
220	75,626	75,503	74,269	72,120	69,321	66,194	64,255
225	77,056	76,931	75,678	73,496	70,653	67,476	65,506
230	78,482	78,355	77,083	74,868	71,981	68,755	66,753
235	79,903	79,774	78,484	76,236	73,306	70,030	67,997
240	81,321	81,190	79,881	77,601	74,627	71,302	69,238
245	82,734	82,602	81,275	78,962	75,945	72,570	70,476
250	84,144	84,010	82,664	80,319	77,259	73,736	71,711
255	85,550	85,414	84,050	81,672	78,570	75,098	72,943
260	86,952	86,814	85,432	83,023	79,878	76,358	74,172
265	88,351	88,211	86,811	84,369	81,182	77,614	75,398
270	89,746	89,604	88,186	85,713	82,484	78,868	76,621
275	91,138	90,994	89,558	87,053	83,782	80,119	77,842
280	92,526	92,381	90,926	88,391	85,078	81,367	79,060
285	93,911	93,764	92,292	89,725	86,371	82,612	80,276
290	95,293	95,144	93,654	91,056	87,660	83,855	81,489
295	96,672	96,521	95,014	92,385	88,948	85,095	82,700
300	98,048	97,895	96,370	93,710	90,232	86,333	83,908
305	99,420	99,266	97,724	95,033	91,514	87,568	85,114
310	100,79	100,64	99,07	96,35	92,79	88,80	86,32
315	102,16	102,00	100,42	97,67	94,07	90,03	87,52
320	103,52	103,36	101,77	98,99	95,34	91,26	88,72
325	104,88	104,72	103,11	100,30	96,62	92,49	89,92
330	106,24	106,08	104,45	101,61	97,89	93,71	91,11
335	107,60	107,43	105,79	102,91	99,15	94,93	92,30
340	108,95	108,79	107,12	104,22	100,42	96,15	93,49
345	110,30	110,13	108,45	105,52	101,68	97,37	94,68
350	111,65	111,48	109,78	106,82	102,94	98,58	95,87
355	113,00	112,82	111,11	108,12	104,20	99,80	97,06
360	114,34	114,17	112,43	109,41	105,45	101,01	98,24
365	115,68	115,51	113,76	110,71	106,71	102,22	99,42
370	117,02	116,84	115,08	112,00	107,96	103,42	100,60
375	118,36	118,18	116,40	113,29	109,21	104,63	101,78
380	119,69	119,51	117,71	114,57	110,46	105,83	102,95
385	121,02	120,84	119,02	115,86	111,70	107,04	104,13
390	122,35	122,17	120,34	117,14	112,95	108,24	105,30
395	123,68	123,49	121,65	118,42	114,19	109,43	106,47
400	125,00	124,82	122,94	119,70	115,43	110,63	107,64
405	126,33	126,14	124,26	120,97	116,67	111,82	108,80
410	127,65	127,46	125,56	122,25	117,90	113,02	109,97
415	128,97	128,78	126,86	123,52	119,14	114,21	111,13

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, W_{ad} , для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
420	130,28	130,09	128,16	124,79	120,37	115,40	112,30
425	131,60	131,40	129,46	126,06	121,60	116,59	113,46
430	132,91	132,72	130,75	127,33	122,83	117,77	114,62
435	134,22	134,03	132,05	128,59	124,06	118,96	115,77
440	135,53	135,33	133,34	129,86	125,29	120,14	116,93
445	136,84	136,64	134,63	131,12	126,51	121,32	118,08
450	138,15	137,94	135,92	132,38	127,73	122,50	119,24
455	139,45	139,25	137,20	133,64	128,96	123,68	120,39
460	140,75	140,55	138,49	134,90	130,18	124,86	121,54
465	142,05	141,85	139,77	136,15	131,39	126,04	122,69
470	143,35	143,14	141,05	137,40	132,61	127,21	123,84
475	144,65	144,44	142,33	138,66	133,82	128,38	124,98
480	145,94	145,73	143,61	139,91	135,04	129,55	126,13
485	147,24	147,02	144,89	141,15	136,25	130,72	127,27
490	148,53	148,31	146,16	142,40	137,46	131,89	128,41
495	149,82	149,60	147,43	143,65	138,67	133,06	129,56
500	151,11	150,89	148,71	144,89	139,88	134,23	130,70
510	153,68	153,46	151,24	147,38	142,29	136,56	132,97
520	156,25	156,02	153,78	149,85	144,70	138,88	135,24
530	158,81	158,58	156,30	152,33	147,10	141,20	137,51
540	161,36	161,13	158,82	154,79	149,49	143,51	139,77
550	163,91	163,68	161,34	157,25	151,88	145,82	142,03
560	166,45	166,22	163,85	159,71	154,27	148,12	144,28
570	168,99	168,75	166,35	162,16	156,65	150,42	146,53
580	171,52	171,28	168,85	164,61	159,02	152,72	148,77
590	174,05	173,80	171,34	167,05	161,39	155,01	151,01
600	176,57	176,32	173,83	169,48	163,76	157,29	153,25
610	179,09	178,83	176,32	171,92	166,12	159,58	155,48
620	181,60	181,34	178,80	174,34	168,48	161,85	157,71
630	184,10	183,85	181,27	176,76	170,83	164,13	159,93
640	186,60	186,35	183,74	179,18	173,18	166,40	162,15
650	189,10	188,84	186,20	181,60	175,52	168,66	164,37
660	191,59	191,33	188,66	184,00	177,86	170,92	166,58
670	194,08	193,81	191,12	186,41	180,20	173,18	168,79
680	196,57	196,29	193,57	188,81	182,53	175,44	170,99
690	199,04	198,77	196,02	196,021	184,86	177,69	173,20
700	201,52	201,24	198,46	193,60	187,19	179,94	175,39
710	203,99	203,71	200,90	195,99	189,51	182,18	177,59
720	206,46	206,17	203,34	198,37	191,83	184,42	179,78
730	208,92	208,63	205,77	200,75	194,14	186,66	181,97
740	211,38	211,09	208,19	203,13	196,45	188,89	184,15
750	213,83	213,54	210,62	205,50	198,76	191,12	186,34
760	216,28	215,99	213,04	207,87	201,06	193,35	188,52

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, $W_{вс}$, для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
770	218,73	218,43	215,45	210,24	203,36	195,57	190,69
780	221,17	220,87	217,86	212,60	205,66	197,80	192,87
790	223,61	223,31	220,27	214,96	207,95	200,01	195,04
800	226,05	225,74	222,68	217,32	210,24	202,23	197,20
810	228,48	228,17	225,08	219,67	212,53	204,44	199,37
820	230,91	230,60	227,48	222,02	214,81	206,65	201,53
830	233,33	233,02	229,87	224,36	217,09	208,86	203,69
840	235,76	235,44	232,26	226,71	219,37	211,06	205,85
850	238,18	237,86	234,65	229,05	221,64	213,26	208,00
860	240,59	240,27	237,04	231,38	223,92	215,46	210,15
870	243,00	242,68	239,42	233,72	226,19	217,65	212,30
880	245,41	245,08	241,80	236,05	228,45	219,85	214,44
890	247,82	247,49	244,17	238,37	230,72	222,04	216,59
900	250,22	249,89	246,55	240,70	232,98	224,22	218,73
910	252,62	252,28	248,92	243,02	235,23	226,41	220,87
920	255,01	254,68	251,28	245,34	237,49	228,59	223,00
930	257,41	257,07	253,65	247,66	239,74	230,77	225,14
940	259,80	259,46	256,01	249,97	241,99	232,95	227,27
950	262,19	261,84	258,36	252,28	244,24	235,12	229,39
960	264,57	264,22	260,72	254,59	246,48	237,29	231,52
970	266,95	266,60	263,07	256,89	248,72	239,46	233,65
980	269,33	268,98	265,42	259,19	250,96	241,63	235,77
990	271,71	271,35	267,77	261,49	253,20	243,80	237,89
1000	274,08	273,72	270,11	263,79	255,44	245,96	240,00
1010	276,35	275,99	272,35	265,99	257,58	248,04	242,04
1020	278,72	278,35	274,69	268,29	259,81	250,19	244,15
1030	281,08	280,72	277,03	270,57	262,04	252,35	246,26
1040	283,44	283,08	279,36	272,86	264,26	254,50	248,37
1050	285,81	285,43	281,69	275,15	266,49	256,66	250,48
1060	288,16	287,79	284,02	277,43	268,71	258,81	252,58
1070	290,52	290,14	286,35	279,71	270,92	260,95	254,69
1080	292,87	292,49	288,67	281,99	273,14	263,10	256,79
1090	295,22	294,84	290,99	284,26	275,35	265,24	258,89
1100	297,57	297,18	293,31	286,54	277,57	267,38	260,98
1110	299,91	299,53	295,63	288,81	279,78	269,52	263,08
1120	302,28	301,87	297,94	291,07	281,98	271,66	265,17
1130	304,60	304,20	300,25	293,34	284,19	273,80	267,26
1140	306,93	306,54	302,56	295,61	286,39	275,93	269,35
1150	309,27	308,87	304,87	297,87	288,59	278,06	271,44
1160	311,60	311,20	307,18	300,13	290,79	280,19	273,52
1170	313,94	313,53	309,48	302,38	292,99	282,32	275,61
1180	316,26	315,86	311,78	304,64	295,19	284,44	277,69
1190	318,59	318,18	314,08	306,89	297,38	286,57	279,77

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, $W_{\text{вд}}$, для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
1200	320,92	320,51	316,38	309,15	299,57	288,69	281,85
1210	323,24	322,83	318,67	311,39	301,76	290,81	283,92
1220	325,56	325,14	320,96	313,64	303,95	292,93	286,00
1230	327,88	327,46	323,25	315,89	306,13	295,05	288,07
1240	330,19	329,77	325,54	318,13	308,32	297,16	290,14
1250	332,51	332,08	327,83	320,37	310,50	299,27	292,21
1260	334,82	334,39	330,11	322,61	312,68	301,38	294,28
1270	337,13	336,70	332,39	324,85	314,85	303,49	296,35
1280	339,44	339,01	334,67	327,08	317,03	305,60	298,41
1290	341,74	341,31	336,95	329,32	319,21	307,71	300,47
1300	344,05	343,61	339,23	331,55	321,38	309,81	302,54
1310	346,35	345,91	341,50	333,78	323,55	311,92	304,60
1320	348,65	348,21	343,77	336,01	325,72	314,02	306,65
1330	350,95	350,50	346,04	338,23	327,89	316,12	308,71
1340	353,24	352,80	348,31	340,46	330,05	318,22	310,77
1350	355,54	355,09	350,58	342,68	332,21	320,31	312,82
1360	357,83	357,38	352,84	344,90	334,38	322,41	314,87
1370	360,12	359,67	355,11	347,12	336,54	324,50	316,92
1380	362,41	361,95	357,37	349,34	338,70	326,59	318,97
1390	364,69	364,24	359,63	351,56	340,85	328,68	321,02
1400	366,98	366,52	361,88	353,77	343,01	330,77	323,06
1410	369,26	368,80	364,14	355,98	345,16	332,86	325,11
1420	371,54	371,08	366,40	358,19	347,32	334,94	327,15
1430	373,82	373,35	368,65	360,40	349,47	337,03	329,19
1440	376,10	375,63	370,90	362,61	351,62	339,11	331,23
1450	378,38	377,90	373,15	364,81	353,76	341,19	333,27
1460	380,65	380,17	375,39	367,02	355,91	343,27	335,31
1470	382,92	382,44	377,64	369,22	358,06	345,35	337,35
1480	385,19	384,71	379,88	371,42	360,20	347,43	339,38
1490	387,46	386,98	382,13	373,62	362,34	349,50	341,42
1500	389,73	389,25	384,37	375,82	364,48	351,58	343,45
1525	395,39	394,90	389,96	381,31	369,82	356,76	348,52
1550	401,04	400,55	395,55	386,78	375,16	361,93	353,59
1575	406,68	406,18	401,12	392,25	380,49	367,09	358,65
1600	412,32	411,81	406,69	397,71	385,80	372,24	363,70
1625	417,94	417,42	412,24	403,16	391,11	377,39	368,74
1650	423,55	423,03	417,79	408,60	396,41	382,53	373,77
1675	429,15	428,63	423,33	414,04	401,70	387,66	378,80
1700	434,75	434,22	428,85	419,46	406,99	392,78	383,82
1725	440,33	439,79	434,37	424,87	412,26	397,89	388,83
1750	445,91	445,37	439,89	430,28	417,53	403,00	393,84
1775	451,48	450,93	445,39	435,68	422,79	408,10	398,84
1880	457,04	456,48	450,88	441,07	428,04	413,20	403,83

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водопиток, W_{∞} , для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
1825	462,59	462,03	456,37	446,46	433,29	418,28	408,82
1850	468,13	467,56	461,85	451,83	438,53	423,36	413,80
1875	473,67	473,09	467,32	457,20	443,76	428,43	418,77
1900	479,19	478,61	472,78	462,56	448,98	433,50	423,73
1925	484,71	484,13	478,24	467,92	454,20	438,56	428,69
1950	490,22	489,63	483,69	473,26	459,41	443,61	433,64
1975	495,73	495,13	489,13	478,60	464,61	448,66	438,59
2000	501,22	500,62	494,56	483,93	469,81	453,70	443,53
2025	506,71	506,11	499,99	489,26	475,00	458,73	448,47
2050	512,20	511,58	505,41	494,58	480,18	463,76	453,40
2075	517,67	517,05	510,82	499,89	485,36	468,78	458,32
2100	523,14	522,52	516,22	505,19	490,53	473,80	463,24
2125	528,60	527,97	521,62	510,49	495,69	478,81	468,15
2150	534,05	533,42	527,02	515,78	500,85	483,81	473,06
2175	539,50	538,86	532,40	521,07	506,01	488,81	477,96
2200	544,94	544,30	537,78	526,35	511,15	493,81	482,85
2225	550,38	549,73	543,15	531,62	516,29	498,79	487,74
2250	555,81	555,15	548,52	536,89	521,43	503,78	492,63
2275	561,23	560,56	553,88	542,15	526,56	508,75	497,51
2300	566,64	565,97	559,23	547,41	531,68	513,72	502,38
2325	572,05	571,38	564,58	552,66	536,80	518,69	507,25
2350	577,46	576,78	569,92	557,90	541,91	523,65	512,12
2375	582,85	582,17	575,26	563,14	547,02	528,61	516,98
2400	588,24	587,55	580,59	568,37	552,12	533,56	521,83
2425	593,63	592,93	585,91	573,60	557,22	538,50	526,68
2450	599,01	598,31	591,23	578,82	562,31	543,45	531,53
2475	604,38	603,68	596,55	584,04	567,39	548,38	536,37
2500	609,75	609,04	601,85	589,25	572,47	553,31	541,20
2550	620,47	619,75	612,45	599,65	582,62	563,16	550,86
2600	631,17	630,43	623,03	610,04	592,75	572,99	560,50
2650	641,84	641,10	633,59	620,40	602,86	582,80	570,13
2700	652,50	651,74	644,12	630,75	612,95	592,60	579,73
2750	663,13	662,37	654,64	641,07	623,02	602,37	589,32
2800	673,75	672,97	665,14	651,38	633,07	612,13	598,90
2850	684,34	683,56	675,61	661,67	643,11	621,88	608,45
2900	694,92	694,12	686,07	671,94	653,12	631,60	617,99
2950	705,48	704,67	696,51	682,19	663,13	641,32	627,52
3000	716,02	715,20	706,94	692,43	673,11	651,01	637,03
3050	726,54	725,71	717,34	702,65	683,08	660,69	646,53
3100	737,04	736,20	727,73	712,85	693,03	670,36	656,01
3150	747,53	746,68	738,10	723,04	702,97	680,01	665,48
3200	758,00	757,14	748,45	733,21	712,89	689,64	674,93
3250	768,45	767,58	758,79	743,36	722,80	699,27	684,37

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, $W_{вз}$ для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
3300	778,89	778,01	769,11	753,50	732,69	708,87	693,80
3350	789,31	788,42	779,42	763,62	742,57	718,47	703,21
3400	799,71	798,81	789,71	773,73	752,43	728,05	712,62
3450	810,10	809,19	799,99	783,82	762,28	737,62	722,00
3500	820,48	819,55	810,25	793,90	772,12	747,17	731,38
3550	830,83	829,90	820,49	803,97	781,94	756,72	740,74
3600	841,18	840,24	830,73	814,02	791,75	766,24	750,09
3650	851,51	850,56	840,94	824,06	801,55	775,76	759,43
3700	861,83	860,86	851,15	834,08	811,33	785,27	768,76
3750	872,13	871,15	861,34	844,09	821,10	794,76	778,08
3800	882,41	881,43	871,51	854,09	830,86	804,24	787,38
3850	892,69	891,70	881,68	864,08	840,61	813,71	796,68
3900	902,95	901,95	891,83	874,05	850,34	823,17	805,96
3950	913,20	912,19	901,96	884,01	860,06	832,62	815,23
4000	923,43	922,41	912,09	893,96	869,77	842,06	824,49
4050	933,65	932,62	922,20	903,89	879,47	851,48	833,74
4100	943,86	942,82	932,30	913,82	889,16	860,90	842,99
4150	954,06	953,01	942,39	923,73	898,84	870,30	852,22
4200	964,25	963,19	952,47	933,63	908,50	879,69	861,44
4250	974,42	973,35	962,53	943,52	918,16	889,08	870,65
4300	984,58	983,50	972,58	953,40	927,60	898,45	879,85
4350	994,73	993,64	982,62	963,27	937,43	907,81	889,04
4400	1004,9	1003,8	992,7	973,1	947,1	917,2	898,2
4450	1015,0	1013,9	1002,7	983,0	956,7	926,5	907,4
4500	1025,1	1024,0	1012,7	992,8	966,3	935,9	916,6
4550	1035,2	1034,1	1022,7	1002,6	975,9	945,2	925,7
4600	1045,3	1044,2	1032,7	1012,4	985,5	954,5	934,9
4650	1055,4	1054,2	1042,6	1022,2	995,0	963,8	944,0
4700	1065,5	1064,3	1052,6	1032,0	1004,6	973,1	953,1
4750	1075,5	1074,4	1062,6	1041,8	1014,1	982,4	962,2
4800	1085,6	1084,4	1072,5	1051,6	1023,7	991,7	971,4
4850	1095,6	1094,4	1082,4	1061,4	1033,2	1000,9	980,5
4900	1105,6	1104,5	1092,4	1071,1	1042,8	1010,2	989,5
4950	1115,7	1114,5	1102,3	1080,9	1052,3	1019,4	998,6
5000	1125,7	1124,5	1112,2	1090,6	1061,8	1028,7	1007,7
5100	1145,7	1144,4	1132,0	1110,0	1080,8	1047,2	1025,8
5200	1165,6	1164,4	1151,7	1129,4	1099,7	1065,6	1043,9
5300	1185,5	1184,3	1171,4	1148,8	1118,6	1084,0	1062,0
5400	1205,4	1204,1	1191,1	1168,2	1137,5	1102,4	1080,0
5500	1225,3	1224,0	1210,7	1187,5	1156,4	1120,7	1098,0
5600	1245,1	1243,7	1230,3	1206,7	1175,2	1139,0	1116,0
5700	1264,9	1263,5	1249,9	1226,0	1194,0	1157,3	1134,0
5800	1284,6	1283,2	1269,4	1245,2	1212,8	1175,5	1151,9

(Продолжение на следующей странице.)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, $W_{\text{вд}}$, для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
5900	1304,3	1302,9	1288,9	1264,4	1231,5	1193,8	1169,8
6000	1324,0	1322,6	1308,4	1283,5	1250,2	1211,9	1187,7
6100	1343,6	1342,2	1327,9	1302,6	1268,9	1230,1	1205,5
6200	1363,2	1361,8	1347,3	1321,7	1287,5	1248,3	1223,3
6300	1382,8	1381,4	1366,7	1340,8	1306,2	1266,4	1241,1
6400	1402,4	1400,9	1386,0	1359,8	1324,7	1284,5	1258,9
6500	1421,9	1420,4	1405,3	1378,8	1343,3	1302,5	1276,6
6600	1441,4	1439,9	1424,6	1397,8	1361,9	1320,6	1294,3
6700	1460,9	1459,4	1443,9	1416,7	1380,4	1338,6	1312,0
6800	1480,3	1478,8	1463,1	1435,6	1398,9	1356,6	1329,7
6900	1499,7	1498,2	1482,4	1454,5	1417,3	1374,5	1347,4
7000	1519,1	1517,5	1501,5	1473,4	1435,8	1392,5	1365,0
7100	1538,5	1536,9	1520,7	1492,3	1454,2	1410,4	1382,6
7200	1557,8	1556,2	1539,8	1511,1	1472,6	1428,3	1400,2
7300	1577,1	1575,5	1559,0	1529,9	1491,0	1446,2	1417,8
7400	1596,4	1594,8	1578,1	1548,6	1509,3	1464,1	1435,3
7500	1615,7	1614,0	1597,1	1567,4	1527,6	1481,9	1452,8
7600	1634,9	1633,2	1616,2	1586,1	1545,9	1499,7	1470,3
7700	1654,1	1652,4	1635,2	1604,8	1564,2	1517,5	1487,8
7800	1673,3	1671,6	1654,2	1623,5	1582,5	1535,3	1505,3
7900	1692,5	1690,7	1673,1	1642,2	1600,7	1553,0	1522,7
8000	1711,6	1709,9	1692,1	1660,8	1619,0	1570,8	1540,1
8100	1730,8	1729,0	1711,0	1679,4	1637,2	1588,5	1557,6
8200	1749,9	1748,1	1729,9	1698,0	1655,3	1606,2	1574,9
8300	1768,9	1767,1	1748,8	1716,6	1673,5	1623,9	1592,3
8400	1788,0	1786,2	1767,7	1735,2	1691,6	1641,5	1609,7
8500	1807,0	1805,2	1786,5	1753,7	1709,8	1659,2	1627,0
8600	1826,0	1824,2	1805,4	1772,2	1727,9	1676,8	1644,3
8700	1845,0	1843,2	1824,2	1790,7	1746,0	1694,4	1661,6
8800	1864,0	1862,1	1842,9	1809,2	1764,0	1712,0	1678,9
8900	1883,0	1881,1	1861,7	1827,7	1782,1	1729,6	1696,2
9000	1901,9	1900,0	1880,5	1846,1	1800,1	1747,1	1713,4
9100	1920,8	1918,9	1899,2	1864,5	1818,1	1764,7	1730,7
9200	1939,7	1937,4	1917,9	1882,9	1836,1	1782,2	1747,9
9300	1958,6	1956,6	1936,6	1901,3	1854,1	1799,7	1765,1
9400	1977,4	1975,4	1955,2	1919,7	1872,0	1817,2	1782,3
9500	1996,3	1994,3	1973,9	1938,0	1890,0	1834,7	1799,4
9600	2015,1	2013,1	1992,5	1956,4	1907,9	1852,1	1816,6
9700	2033,9	2031,9	2011,1	1974,7	1925,8	1869,6	1833,7
9800	2052,7	2050,6	2029,7	1993,0	1943,7	1887,0	1850,9
9900	2071,5	2069,4	2048,3	2011,3	1961,6	1904,4	1868,0
$1,00 \times 10^4$	$2,090 \times 10^3$	$2,088 \times 10^3$	$2,067 \times 10^3$	$2,029 \times 10^3$	$1,979 \times 10^3$	$1,922 \times 10^3$	$1,885 \times 10^3$
$1,25 \times 10^4$	$2,553 \times 10^3$	$2,551 \times 10^3$	$2,526 \times 10^3$	$2,481 \times 10^3$	$2,421 \times 10^3$	$2,352 \times 10^3$	$2,308 \times 10^3$

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, $W_{\text{вс}}$ для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
$1,50 \times 10^4$	$3,009 \times 10^3$	$3,006 \times 10^3$	$2,977 \times 10^3$	$2,925 \times 10^3$	$2,855 \times 10^3$	$2,775 \times 10^3$	$2,724 \times 10^3$
$1,75 \times 10^4$	$3,457 \times 10^3$	$3,454 \times 10^3$	$3,421 \times 10^3$	$3,362 \times 10^3$	$3,284 \times 10^3$	$3,193 \times 10^3$	$3,135 \times 10^3$
$2,00 \times 10^4$	$3,900 \times 10^3$	$3,897 \times 10^3$	$3,860 \times 10^3$	$3,794 \times 10^3$	$3,707 \times 10^3$	$3,605 \times 10^3$	$3,541 \times 10^3$
$2,50 \times 10^4$	$4,773 \times 10^3$	$4,768 \times 10^3$	$4,724 \times 10^3$	$4,646 \times 10^3$	$4,541 \times 10^3$	$4,419 \times 10^3$	$4,341 \times 10^3$
$3,00 \times 10^4$	$5,630 \times 10^3$	$5,625 \times 10^3$	$5,574 \times 10^3$	$5,483 \times 10^3$	$5,361 \times 10^3$	$5,219 \times 10^3$	$5,129 \times 10^3$
$3,50 \times 10^4$	$6,476 \times 10^3$	$6,470 \times 10^3$	$6,412 \times 10^3$	$6,309 \times 10^3$	$6,170 \times 10^3$	$6,009 \times 10^3$	$5,906 \times 10^3$
$4,00 \times 10^4$	$7,312 \times 10^3$	$7,305 \times 10^3$	$7,240 \times 10^3$	$7,125 \times 10^3$	$6,970 \times 10^3$	$6,790 \times 10^3$	$6,675 \times 10^3$
$4,50 \times 10^4$	$8,139 \times 10^3$	$8,132 \times 10^3$	$8,060 \times 10^3$	$7,933 \times 10^3$	$7,762 \times 10^3$	$7,564 \times 10^3$	$7,437 \times 10^3$
$5,00 \times 10^4$	$8,959 \times 10^3$	$8,951 \times 10^3$	$8,872 \times 10^3$	$8,734 \times 10^3$	$8,548 \times 10^3$	$8,331 \times 10^3$	$8,193 \times 10^3$
$6,00 \times 10^4$	$1,057 \times 10^4$	$1,057 \times 10^4$	$1,047 \times 10^4$	$1,031 \times 10^4$	$1,010 \times 10^4$	$9,846 \times 10^3$	$9,684 \times 10^3$
$7,00 \times 10^4$	$1,217 \times 10^4$	$1,217 \times 10^4$	$1,206 \times 10^4$	$1,188 \times 10^4$	$1,163 \times 10^4$	$1,134 \times 10^4$	$1,116 \times 10^4$
$8,00 \times 10^4$	$1,375 \times 10^4$	$1,375 \times 10^4$	$1,363 \times 10^4$	$1,342 \times 10^4$	$1,315 \times 10^4$	$1,283 \times 10^4$	$1,262 \times 10^4$
$9,00 \times 10^4$	$1,532 \times 10^4$	$1,531 \times 10^4$	$1,518 \times 10^4$	$1,496 \times 10^4$	$1,465 \times 10^4$	$1,430 \times 10^4$	$1,407 \times 10^4$
$1,00 \times 10^5$	$1,687 \times 10^4$	$1,686 \times 10^4$	$1,672 \times 10^4$	$1,647 \times 10^4$	$1,614 \times 10^4$	$1,576 \times 10^4$	$1,551 \times 10^4$
$1,25 \times 10^5$	$2,071 \times 10^4$	$2,069 \times 10^4$	$2,052 \times 10^4$	$2,023 \times 10^4$	$1,982 \times 10^4$	$1,936 \times 10^4$	$1,906 \times 10^4$
$1,50 \times 10^5$	$2,448 \times 10^4$	$2,446 \times 10^4$	$2,427 \times 10^4$	$2,392 \times 10^4$	$2,345 \times 10^4$	$2,291 \times 10^4$	$2,256 \times 10^4$
$2,00 \times 10^5$	$3,190 \times 10^4$	$3,188 \times 10^4$	$3,163 \times 10^4$	$3,119 \times 10^4$	$3,059 \times 10^4$	$2,989 \times 10^4$	$2,945 \times 10^4$
$2,50 \times 10^5$	$3,918 \times 10^4$	$3,916 \times 10^4$	$3,885 \times 10^4$	$3,832 \times 10^4$	$3,760 \times 10^4$	$3,676 \times 10^4$	$3,622 \times 10^4$
$3,00 \times 10^5$	$4,636 \times 10^4$	$4,633 \times 10^4$	$4,598 \times 10^4$	$4,536 \times 10^4$	$4,452 \times 10^4$	$4,353 \times 10^4$	$4,290 \times 10^4$
$4,00 \times 10^5$	$6,048 \times 10^4$	$6,044 \times 10^4$	$5,999 \times 10^4$	$5,920 \times 10^4$	$5,812 \times 10^4$	$5,687 \times 10^4$	$5,606 \times 10^4$
$5,00 \times 10^5$	$7,438 \times 10^4$	$7,431 \times 10^4$	$7,376 \times 10^4$	$7,280 \times 10^4$	$7,150 \times 10^4$	$6,998 \times 10^4$	$6,900 \times 10^4$
$6,00 \times 10^5$	$8,805 \times 10^4$	$8,798 \times 10^4$	$8,735 \times 10^4$	$8,623 \times 10^4$	$8,471 \times 10^4$	$8,293 \times 10^4$	$8,178 \times 10^4$
$7,00 \times 10^5$	$1,016 \times 10^5$	$1,015 \times 10^5$	$1,008 \times 10^5$	$9,951 \times 10^4$	$9,777 \times 10^4$	$9,573 \times 10^4$	$9,442 \times 10^4$
$8,00 \times 10^5$	$1,150 \times 10^5$	$1,149 \times 10^5$	$1,141 \times 10^5$	$1,127 \times 10^5$	$1,107 \times 10^5$	$1,084 \times 10^5$	$1,070 \times 10^5$
$9,00 \times 10^5$	$1,283 \times 10^5$	$1,282 \times 10^5$	$1,273 \times 10^5$	$1,257 \times 10^5$	$1,235 \times 10^5$	$1,210 \times 10^5$	$1,194 \times 10^5$
$1,00 \times 10^6$	$1,415 \times 10^5$	$1,412 \times 10^5$	$1,404 \times 10^5$	$1,387 \times 10^5$	$1,363 \times 10^5$	$1,335 \times 10^5$	$1,317 \times 10^5$
$1,50 \times 10^6$	$2,059 \times 10^5$	$2,060 \times 10^5$	$2,041 \times 10^5$	$2,016 \times 10^5$	$1,982 \times 10^5$	$1,943 \times 10^5$	$1,918 \times 10^5$
$2,00 \times 10^6$	$2,695 \times 10^5$	$2,695 \times 10^5$	$2,676 \times 10^5$	$2,644 \times 10^5$	$2,601 \times 10^5$	$2,551 \times 10^5$	$2,518 \times 10^5$
$2,50 \times 10^6$	$3,320 \times 10^5$	$3,319 \times 10^5$	$3,296 \times 10^5$	$3,254 \times 10^5$	$3,202 \times 10^5$	$3,141 \times 10^5$	$3,101 \times 10^5$
$3,00 \times 10^6$	$3,937 \times 10^5$	$3,936 \times 10^5$	$3,909 \times 10^5$	$3,864 \times 10^5$	$3,803 \times 10^5$	$3,731 \times 10^5$	$3,684 \times 10^5$
$4,00 \times 10^6$	$5,154 \times 10^5$	$5,152 \times 10^5$	$5,118 \times 10^5$	$5,060 \times 10^5$	$4,981 \times 10^5$	$4,888 \times 10^5$	$4,828 \times 10^5$
$5,00 \times 10^6$	$6,352 \times 10^5$	$6,349 \times 10^5$	$6,308 \times 10^5$	$6,238 \times 10^5$	$6,142 \times 10^5$	$6,029 \times 10^5$	$5,956 \times 10^5$
$6,00 \times 10^6$	$7,536 \times 10^5$	$7,533 \times 10^5$	$7,485 \times 10^5$	$7,402 \times 10^5$	$7,290 \times 10^5$	$7,157 \times 10^5$	$7,072 \times 10^5$
$7,00 \times 10^6$	$8,709 \times 10^5$	$8,705 \times 10^5$	$8,650 \times 10^5$	$8,556 \times 10^5$	$8,427 \times 10^5$	$8,275 \times 10^5$	$8,177 \times 10^5$
$8,00 \times 10^6$	$9,972 \times 10^5$	$9,867 \times 10^5$	$9,806 \times 10^5$	$9,699 \times 10^5$	$9,555 \times 10^5$	$9,384 \times 10^5$	$9,273 \times 10^5$
$9,00 \times 10^6$	$1,103 \times 10^6$	$1,102 \times 10^6$	$1,095 \times 10^6$	$1,084 \times 10^6$	$1,067 \times 10^6$	$1,049 \times 10^6$	$1,036 \times 10^6$
$1,00 \times 10^7$	$1,217 \times 10^6$	$1,217 \times 10^6$	$1,209 \times 10^6$	$1,196 \times 10^6$	$1,179 \times 10^6$	$1,158 \times 10^6$	$1,144 \times 10^6$
$1,50 \times 10^7$	$1,782 \times 10^6$	$1,781 \times 10^6$	$1,771 \times 10^6$	$1,752 \times 10^6$	$1,727 \times 10^6$	$1,697 \times 10^6$	$1,678 \times 10^6$
$2,00 \times 10^7$	$2,337 \times 10^6$	$2,336 \times 10^6$	$2,322 \times 10^6$	$2,298 \times 10^6$	$2,266 \times 10^6$	$2,227 \times 10^6$	$2,202 \times 10^6$
$2,50 \times 10^7$	$2,884 \times 10^6$	$2,882 \times 10^6$	$2,866 \times 10^6$	$2,837 \times 10^6$	$2,797 \times 10^6$	$2,750 \times 10^6$	$2,720 \times 10^6$
$3,00 \times 10^7$	$3,425 \times 10^6$	$3,423 \times 10^6$	$3,404 \times 10^6$	$3,369 \times 10^6$	$3,323 \times 10^6$	$3,268 \times 10^6$	$3,232 \times 10^6$
$4,00 \times 10^7$	$4,493 \times 10^6$	$4,491 \times 10^6$	$4,466 \times 10^6$	$4,422 \times 10^6$	$4,361 \times 10^6$	$4,290 \times 10^6$	$4,244 \times 10^6$
$5,00 \times 10^7$	$5,547 \times 10^6$	$5,544 \times 10^6$	$5,514 \times 10^6$	$5,460 \times 10^6$	$5,386 \times 10^6$	$5,299 \times 10^6$	$5,243 \times 10^6$

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, W_{ad} , для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_0						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
$6,00 \times 10^7$	$6,590 \times 10^6$	$6,587 \times 10^6$	$6,551 \times 10^6$	$6,488 \times 10^6$	$6,401 \times 10^6$	$6,299 \times 10^6$	$6,232 \times 10^6$
$7,00 \times 10^7$	$7,624 \times 10^6$	$7,620 \times 10^6$	$7,579 \times 10^6$	$7,507 \times 10^6$	$7,407 \times 10^6$	$7,290 \times 10^6$	$7,213 \times 10^6$
$8,00 \times 10^7$	$8,651 \times 10^6$	$8,647 \times 10^6$	$8,600 \times 10^6$	$8,519 \times 10^6$	$8,407 \times 10^6$	$8,274 \times 10^6$	$8,188 \times 10^6$
$9,00 \times 10^7$	$9,671 \times 10^6$	$9,666 \times 10^6$	$9,615 \times 10^6$	$9,524 \times 10^6$	$9,400 \times 10^6$	$9,252 \times 10^6$	$9,156 \times 10^6$
$1,00 \times 10^8$	$1,069 \times 10^7$	$1,067 \times 10^7$	$1,062 \times 10^7$	$1,052 \times 10^7$	$1,039 \times 10^7$	$1,023 \times 10^7$	$1,012 \times 10^7$
$1,50 \times 10^8$	$1,567 \times 10^7$	$1,567 \times 10^7$	$1,555 \times 10^7$	$1,541 \times 10^7$	$1,522 \times 10^7$	$1,499 \times 10^7$	$1,483 \times 10^7$
$2,00 \times 10^8$	$2,059 \times 10^7$	$2,059 \times 10^7$	$2,048 \times 10^7$	$2,029 \times 10^7$	$2,004 \times 10^7$	$1,974 \times 10^7$	$1,954 \times 10^7$
$2,50 \times 10^8$	$2,546 \times 10^7$	$2,545 \times 10^7$	$2,531 \times 10^7$	$2,507 \times 10^7$	$2,476 \times 10^7$	$2,439 \times 10^7$	$2,415 \times 10^7$
$3,00 \times 10^8$	$3,027 \times 10^7$	$3,026 \times 10^7$	$3,010 \times 10^7$	$2,984 \times 10^7$	$2,947 \times 10^7$	$2,904 \times 10^7$	$2,875 \times 10^7$
$4,00 \times 10^8$	$3,979 \times 10^7$	$3,978 \times 10^7$	$3,958 \times 10^7$	$3,923 \times 10^7$	$3,875 \times 10^7$	$3,819 \times 10^7$	$3,782 \times 10^7$
$5,00 \times 10^8$	$4,920 \times 10^7$	$4,918 \times 10^7$	$4,894 \times 10^7$	$4,851 \times 10^7$	$4,793 \times 10^7$	$4,724 \times 10^7$	$4,679 \times 10^7$
$6,00 \times 10^8$	$5,852 \times 10^7$	$5,850 \times 10^7$	$5,821 \times 10^7$	$5,771 \times 10^7$	$5,702 \times 10^7$	$5,621 \times 10^7$	$5,568 \times 10^7$
$7,00 \times 10^8$	$6,777 \times 10^7$	$6,774 \times 10^7$	$6,741 \times 10^7$	$6,684 \times 10^7$	$6,605 \times 10^7$	$6,511 \times 10^7$	$6,450 \times 10^7$
$8,00 \times 10^8$	$7,700 \times 10^7$	$7,693 \times 10^7$	$7,655 \times 10^7$	$7,590 \times 10^7$	$7,501 \times 10^7$	$7,396 \times 10^7$	$7,327 \times 10^7$
$9,00 \times 10^8$	$8,609 \times 10^7$	$8,606 \times 10^7$	$8,564 \times 10^7$	$8,492 \times 10^7$	$8,393 \times 10^7$	$8,275 \times 10^7$	$8,199 \times 10^7$
$1,00 \times 10^9$	$9,518 \times 10^7$	$9,515 \times 10^7$	$9,469 \times 10^7$	$9,390 \times 10^7$	$9,281 \times 10^7$	$9,151 \times 10^7$	$9,066 \times 10^7$
$1,50 \times 10^9$	$1,401 \times 10^8$	$1,400 \times 10^8$	$1,394 \times 10^8$	$1,382 \times 10^8$	$1,367 \times 10^8$	$1,348 \times 10^8$	$1,336 \times 10^8$
$2,00 \times 10^9$	$1,843 \times 10^8$	$1,843 \times 10^8$	$1,834 \times 10^8$	$1,819 \times 10^8$	$1,799 \times 10^8$	$1,774 \times 10^8$	$1,758 \times 10^8$
$2,50 \times 10^9$	$2,281 \times 10^8$	$2,280 \times 10^8$	$2,269 \times 10^8$	$2,251 \times 10^8$	$2,226 \times 10^8$	$2,196 \times 10^8$	$2,177 \times 10^8$
$3,00 \times 10^9$	$2,714 \times 10^8$	$2,713 \times 10^8$	$2,701 \times 10^8$	$2,680 \times 10^8$	$2,650 \times 10^8$	$2,615 \times 10^8$	$2,592 \times 10^8$
$4,00 \times 10^9$	$3,573 \times 10^8$	$3,572 \times 10^8$	$3,558 \times 10^8$	$3,528 \times 10^8$	$3,489 \times 10^8$	$3,443 \times 10^8$	$3,413 \times 10^8$
$5,00 \times 10^9$	$4,422 \times 10^8$	$4,421 \times 10^8$	$4,401 \times 10^8$	$4,367 \times 10^8$	$4,320 \times 10^8$	$4,263 \times 10^8$	$4,227 \times 10^8$
$6,00 \times 10^9$	$5,265 \times 10^8$	$5,262 \times 10^8$	$5,240 \times 10^8$	$5,199 \times 10^8$	$5,143 \times 10^8$	$5,077 \times 10^8$	$5,033 \times 10^8$
$7,00 \times 10^9$	$6,101 \times 10^8$	$6,098 \times 10^8$	$6,072 \times 10^8$	$6,025 \times 10^8$	$5,961 \times 10^8$	$5,885 \times 10^8$	$5,835 \times 10^8$
$8,00 \times 10^9$	$6,932 \times 10^8$	$6,930 \times 10^8$	$6,900 \times 10^8$	$6,847 \times 10^8$	$6,775 \times 10^8$	$6,688 \times 10^8$	$6,632 \times 10^8$
$9,00 \times 10^9$	$7,760 \times 10^8$	$7,756 \times 10^8$	$7,723 \times 10^8$	$7,664 \times 10^8$	$7,584 \times 10^8$	$7,487 \times 10^8$	$7,424 \times 10^8$
$1,00 \times 10^{10}$	$8,583 \times 10^8$	$8,574 \times 10^8$	$8,543 \times 10^8$	$8,478 \times 10^8$	$8,389 \times 10^8$	$8,283 \times 10^8$	$8,214 \times 10^8$
$1,50 \times 10^{10}$	$1,263 \times 10^9$	$1,264 \times 10^9$	$1,257 \times 10^9$	$1,247 \times 10^9$	$1,235 \times 10^9$	$1,219 \times 10^9$	$1,209 \times 10^9$
$2,00 \times 10^{10}$	$1,666 \times 10^9$	$1,666 \times 10^9$	$1,659 \times 10^9$	$1,646 \times 10^9$	$1,630 \times 10^9$	$1,610 \times 10^9$	$1,596 \times 10^9$
$2,50 \times 10^{10}$	$2,065 \times 10^9$	$2,063 \times 10^9$	$2,055 \times 10^9$	$2,038 \times 10^9$	$2,018 \times 10^9$	$1,993 \times 10^9$	$1,977 \times 10^9$
$3,00 \times 10^{10}$	$2,458 \times 10^9$	$2,458 \times 10^9$	$2,447 \times 10^9$	$2,430 \times 10^9$	$2,405 \times 10^9$	$2,376 \times 10^9$	$2,357 \times 10^9$
$4,00 \times 10^{10}$	$3,240 \times 10^9$	$3,239 \times 10^9$	$3,226 \times 10^9$	$3,203 \times 10^9$	$3,171 \times 10^9$	$3,133 \times 10^9$	$3,108 \times 10^9$
$5,00 \times 10^{10}$	$4,014 \times 10^9$	$4,013 \times 10^9$	$3,997 \times 10^9$	$3,968 \times 10^9$	$3,929 \times 10^9$	$3,883 \times 10^9$	$3,852 \times 10^9$
$6,00 \times 10^{10}$	$4,782 \times 10^9$	$4,781 \times 10^9$	$4,762 \times 10^9$	$4,728 \times 10^9$	$4,682 \times 10^9$	$4,627 \times 10^9$	$4,591 \times 10^9$
$7,00 \times 10^{10}$	$5,546 \times 10^9$	$5,544 \times 10^9$	$5,522 \times 10^9$	$5,483 \times 10^9$	$5,430 \times 10^9$	$5,366 \times 10^9$	$5,325 \times 10^9$
$8,00 \times 10^{10}$	$6,305 \times 10^9$	$6,303 \times 10^9$	$6,278 \times 10^9$	$6,234 \times 10^9$	$6,174 \times 10^9$	$6,102 \times 10^9$	$6,055 \times 10^9$
$9,00 \times 10^{10}$	$7,060 \times 10^9$	$7,058 \times 10^9$	$7,030 \times 10^9$	$6,982 \times 10^9$	$6,914 \times 10^9$	$6,834 \times 10^9$	$6,782 \times 10^9$
$1,00 \times 10^{11}$	$7,813 \times 10^9$	$7,810 \times 10^9$	$7,780 \times 10^9$	$7,726 \times 10^9$	$7,652 \times 10^9$	$7,564 \times 10^9$	$7,506 \times 10^9$
$1,50 \times 10^{11}$	$1,154 \times 10^{10}$	$1,153 \times 10^{10}$	$1,149 \times 10^{10}$	$1,141 \times 10^{10}$	$1,130 \times 10^{10}$	$1,118 \times 10^{10}$	$1,109 \times 10^{10}$
$2,00 \times 10^{11}$	$1,522 \times 10^{10}$	$1,521 \times 10^{10}$	$1,515 \times 10^{10}$	$1,505 \times 10^{10}$	$1,491 \times 10^{10}$	$1,474 \times 10^{10}$	$1,463 \times 10^{10}$
$2,50 \times 10^{11}$	$1,886 \times 10^{10}$	$1,885 \times 10^{10}$	$1,878 \times 10^{10}$	$1,866 \times 10^{10}$	$1,849 \times 10^{10}$	$1,828 \times 10^{10}$	$1,814 \times 10^{10}$
$3,00 \times 10^{11}$	$2,248 \times 10^{10}$	$2,247 \times 10^{10}$	$2,239 \times 10^{10}$	$2,224 \times 10^{10}$	$2,204 \times 10^{10}$	$2,179 \times 10^{10}$	$2,163 \times 10^{10}$
$4,00 \times 10^{11}$	$2,965 \times 10^{10}$	$2,964 \times 10^{10}$	$2,953 \times 10^{10}$	$2,934 \times 10^{10}$	$2,907 \times 10^{10}$	$2,876 \times 10^{10}$	$2,855 \times 10^{10}$

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.3. Безразмерный водоприток, W_{∞} для бесконечного водоносного горизонта
(разрешение на публикацию получено от SPE) (продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
$5,00 \times 10^{11}$	$3,677 \times 10^{10}$	$3,675 \times 10^{10}$	$3,662 \times 10^{10}$	$3,638 \times 10^{10}$	$3,605 \times 10^{10}$	$3,566 \times 10^{10}$	$3,540 \times 10^{10}$
$6,00 \times 10^{11}$	$4,383 \times 10^{10}$	$4,381 \times 10^{10}$	$4,365 \times 10^{10}$	$4,337 \times 10^{10}$	$4,298 \times 10^{10}$	$4,252 \times 10^{10}$	$4,221 \times 10^{10}$
$7,00 \times 10^{11}$	$5,085 \times 10^{10}$	$5,082 \times 10^{10}$	$5,064 \times 10^{10}$	$5,032 \times 10^{10}$	$4,987 \times 10^{10}$	$4,933 \times 10^{10}$	$4,898 \times 10^{10}$
$8,00 \times 10^{11}$	$5,783 \times 10^{10}$	$5,781 \times 10^{10}$	$5,706 \times 10^{10}$	$5,723 \times 10^{10}$	$5,673 \times 10^{10}$	$5,612 \times 10^{10}$	$5,572 \times 10^{10}$
$9,00 \times 10^{11}$	$6,478 \times 10^{10}$	$6,476 \times 10^{10}$	$6,453 \times 10^{10}$	$6,412 \times 10^{10}$	$6,355 \times 10^{10}$	$6,288 \times 10^{10}$	$6,243 \times 10^{10}$
$1,00 \times 10^{12}$	$7,171 \times 10^{10}$	$7,168 \times 10^{10}$	$7,143 \times 10^{10}$	$7,098 \times 10^{10}$	$7,035 \times 10^{10}$	$6,961 \times 10^{10}$	$6,912 \times 10^{10}$
$1,50 \times 10^{12}$	$1,060 \times 10^{11}$	$1,060 \times 10^{11}$	$1,056 \times 10^{11}$	$1,050 \times 10^{11}$	$1,041 \times 10^{11}$	$1,030 \times 10^{11}$	$1,022 \times 10^{11}$
$2,00 \times 10^{12}$	$1,400 \times 10^{11}$	$1,399 \times 10^{11}$	$1,394 \times 10^{11}$	$1,386 \times 10^{11}$	$1,374 \times 10^{11}$	$1,359 \times 10^{11}$	$1,350 \times 10^{11}$

Таблица 2.4. Безразмерный водоприток, W_{∞} для $r_D = 4$
(разрешение на публикацию получено от SPE)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
2	2,398	2,389	2,284	2,031	1,824	1,620	1,507
3	3,006	2,993	2,874	2,629	2,390	2,149	2,012
4	3,552	3,528	3,404	3,158	2,893	2,620	2,466
5	4,053	4,017	3,893	3,627	3,341	3,045	2,876
6	4,490	4,452	4,332	4,047	3,744	3,430	3,249
7	4,867	4,829	4,715	4,420	4,107	3,778	3,587
8	5,191	5,157	5,043	4,757	4,437	4,096	3,898
9	5,464	5,434	5,322	5,060	4,735	4,385	4,184
10	5,767	5,739	5,598	5,319	5,000	4,647	4,443
11	5,964	5,935	5,829	5,561	5,240	4,884	4,681
12	6,188	6,158	6,044	5,780	5,463	5,107	4,903
13	6,380	6,350	6,240	5,983	5,670	5,316	5,113
14	6,559	6,529	6,421	6,171	5,863	5,511	5,309
15	6,725	6,694	6,589	6,345	6,044	5,695	5,495
16	6,876	6,844	6,743	6,506	6,213	5,867	5,671
17	7,014	6,983	6,885	6,656	6,371	6,030	5,838
18	7,140	7,113	7,019	6,792	6,523	6,187	5,999
19	7,261	7,240	7,140	6,913	6,663	6,334	6,153
20	7,376	7,344	7,261	7,028	6,785	6,479	6,302
22	7,518	7,507	7,451	7,227	6,982	6,691	6,524
24	7,618	7,607	7,518	7,361	7,149	6,870	6,714
26	7,697	7,685	7,607	7,473	7,283	7,026	6,881
28	7,752	7,752	7,674	7,563	7,395	7,160	7,026
30	7,808	7,797	7,741	7,641	7,484	7,283	7,160
34	7,864	7,864	7,819	7,741	7,618	7,451	7,350
38	7,909	7,909	7,875	7,808	7,719	7,585	7,496
42	7,931	7,931	7,909	7,864	7,797	7,685	7,618
46	7,942	7,942	7,920	7,898	7,842	7,752	7,697

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.4. Безразмерный водоприток, $W_{вд}$ для $t_D=4$
 (разрешение на публикацию получено от SPE)

(продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
50	7,954	7,954	7,942	7,920	7,875	7,808	7,764
60	7,968	7,968	7,965	7,954	7,931	7,898	7,864
70	7,976	7,976	7,976	7,968	7,965	7,942	7,920
80	7,982	7,982	7,987	7,976	7,976	7,965	7,954
90	7,987	7,987	7,987	7,984	7,983	7,976	7,965
100	7,987	7,987	7,987	7,987	7,987	7,983	7,976
120	7,987	7,987	7,987	7,987	7,987	7,987	7,987

Таблица 2.5. Безразмерный водоприток, $W_{вд}$ для $t_D=6$
 (разрешение на публикацию получено от SPE)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
6	4,780	4,762	4,597	4,285	3,953	3,611	3,414
7	5,309	5,289	5,114	4,779	4,422	4,053	3,837
8	5,799	5,778	5,595	5,256	4,875	4,478	4,247
9	6,252	6,229	6,041	5,712	5,310	4,888	4,642
10	6,750	6,729	6,498	6,135	5,719	5,278	5,019
11	7,137	7,116	6,916	6,548	6,110	5,648	5,378
12	7,569	7,545	7,325	6,945	6,491	6,009	5,728
13	7,967	7,916	7,719	7,329	6,858	6,359	6,067
14	8,357	8,334	8,099	7,699	7,214	6,697	6,395
15	8,734	8,709	8,467	8,057	7,557	7,024	6,713
16	9,093	9,067	8,819	8,398	7,884	7,336	7,017
17	9,442	9,416	9,160	8,730	8,204	7,641	7,315
18	9,775	9,749	9,485	9,047	8,510	7,934	7,601
19	10,09	10,06	9,794	9,443	8,802	8,214	7,874
20	10,40	10,37	10,10	9,646	9,087	8,487	8,142
22	10,99	10,96	10,67	10,21	9,631	9,009	8,653
24	11,53	11,50	11,20	10,73	10,13	9,493	9,130
26	12,06	12,03	11,72	11,23	10,62	9,964	9,594
28	12,52	12,49	12,17	11,68	11,06	10,39	10,01
30	12,95	12,92	12,59	12,09	11,46	10,78	10,40
35	13,96	13,93	13,57	13,06	12,41	11,70	11,32
40	14,69	14,66	14,33	13,84	13,23	12,53	12,15
45	15,27	15,24	14,94	14,48	13,90	13,23	12,87
50	15,74	15,71	15,44	15,01	14,47	13,84	13,49
60	16,40	16,38	16,15	15,81	15,34	14,78	14,47
70	16,87	16,85	16,67	16,38	15,99	15,50	15,24
80	17,20	17,18	17,04	16,80	16,48	16,06	15,83
90	17,43	17,42	17,30	17,10	16,85	16,50	16,29
100	17,58	17,58	17,49	17,34	17,12	16,83	16,66

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.5. Безразмерный водоприток, $W_{вд}$ для $r'_0=6$
(разрешение на публикацию получено от SPE)

(продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
110	17,71	17,69	17,63	17,50	17,34	17,09	16,93
120	17,78	17,78	17,73	17,63	17,49	17,29	17,17
130	17,84	17,84	17,79	17,73	17,62	17,45	17,34
140	17,88	17,88	17,85	17,79	17,71	17,57	17,48
150	17,92	17,91	17,88	17,84	17,77	17,66	17,58
175	17,95	17,95	17,94	17,92	17,87	17,81	17,76
200	17,97	17,97	17,96	17,95	17,93	17,88	17,86
225	17,97	17,97	17,97	17,96	17,95	17,93	17,91
250	17,98	17,98	17,98	17,97	17,96	17,95	17,95
300	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,97	17,97
350	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98
400	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98
450	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98
500	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98

Таблица 2.6. Безразмерный водоприток, $W_{вд}$ для $r'_0=8$
(разрешение на публикацию получено от SPE)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
9	6,301	6,278	6,088	5,756	5,350	4,924	4,675
10	6,828	6,807	6,574	6,205	5,783	5,336	5,072
11	7,250	7,229	7,026	6,650	6,204	5,732	5,456
12	7,725	7,700	7,477	7,086	6,621	6,126	5,836
13	8,173	8,149	7,919	7,515	7,029	6,514	6,210
14	8,619	8,594	8,355	7,937	7,432	6,895	6,578
15	9,058	9,032	8,783	8,351	7,828	7,270	6,940
16	9,485	9,458	9,202	8,755	8,213	7,634	7,293
17	9,907	9,879	9,613	9,153	8,594	7,997	7,642
18	10,32	10,29	10,01	9,537	8,961	8,343	7,979
19	10,72	10,69	10,41	9,920	9,328	8,691	8,315
20	11,12	11,08	10,80	10,30	9,687	9,031	8,645
22	11,89	11,86	11,55	11,02	10,38	9,686	9,280
24	12,63	12,60	12,27	11,72	11,05	10,32	9,896
26	13,36	13,32	12,97	12,40	11,70	10,94	10,49
28	14,06	14,02	13,65	13,06	12,33	11,53	11,07
30	14,73	14,69	14,30	13,68	12,93	12,10	11,62
34	16,01	15,97	15,54	14,88	14,07	13,18	12,67
38	17,21	17,17	16,70	15,99	15,13	14,18	13,65
40	17,80	17,75	17,26	16,52	15,64	14,66	14,12
45	19,15	19,10	18,56	17,76	16,83	15,77	15,21
50	20,42	20,36	19,76	18,91	17,93	16,80	16,24

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.6. Безразмерный водоприток, $W_{вс}$ для $r_D = 8$
(разрешение на публикацию получено от SPE)

(продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
55	21,46	21,39	20,80	19,96	18,97	17,83	17,24
60	22,40	22,34	21,75	20,91	19,93	18,78	18,19
70	23,97	23,92	23,36	22,55	21,58	20,44	19,86
80	25,29	25,23	24,71	23,94	23,01	21,91	21,32
90	26,39	26,33	25,85	25,12	24,24	23,18	22,61
100	27,30	27,25	26,81	26,13	25,29	24,29	23,74
120	28,61	28,57	28,19	27,63	26,90	26,01	25,51
140	29,55	29,51	29,21	28,74	28,12	27,33	26,90
160	30,23	30,21	29,96	29,57	29,04	28,37	27,99
180	30,73	30,71	30,51	30,18	29,75	29,18	28,84
200	31,07	31,04	30,90	30,63	30,26	29,79	29,51
240	31,50	31,49	31,39	31,22	30,98	30,65	30,45
280	31,72	31,71	31,66	31,56	31,39	31,17	31,03
320	31,85	31,84	31,80	31,74	31,64	31,49	31,39
360	31,90	31,90	31,88	31,85	31,78	31,68	31,61
400	31,94	31,94	31,93	31,90	31,86	31,79	31,75
450	31,96	31,96	31,95	31,94	31,91	31,88	31,85
500	31,97	31,97	31,96	31,96	31,95	31,93	31,90
550	31,97	31,97	31,97	31,96	31,96	31,95	31,94
600	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97	31,96	31,95
700	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97
800	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97	31,97

Таблица 2.7. Безразмерный водоприток, $W_{вс}$ для $r_D = 10$
(разрешение на публикацию получено от SPE)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
22	12,07	12,04	11,74	11,21	10,56	9,865	9,449
24	12,86	12,83	12,52	11,97	11,29	10,55	10,12
26	13,65	13,62	13,29	12,72	12,01	11,24	10,78
28	14,42	14,39	14,04	13,44	12,70	11,90	11,42
30	15,17	15,13	14,77	14,15	13,38	12,55	12,05
32	15,91	15,87	15,49	14,85	14,05	13,18	12,67
34	16,63	16,59	16,20	15,54	14,71	13,81	13,28
36	17,33	17,29	16,89	16,21	15,35	14,42	13,87
38	18,03	17,99	17,57	16,86	15,98	15,02	14,45
40	18,72	18,68	18,24	17,51	16,60	15,61	15,02
42	19,38	19,33	18,89	18,14	17,21	16,19	15,58
44	20,03	19,99	19,53	18,76	17,80	16,75	16,14
46	20,67	20,62	20,15	19,36	18,38	17,30	16,67
48	21,30	21,25	20,76	19,95	18,95	17,84	17,20

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.7. Безразмерный водоприток, $W_{\text{вд}}$ для $r_0 = 10$
(разрешение на публикацию получено от SPE)

(продолжение)

t_D	Z'_D						
	0,05	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0
50	21,92	21,87	21,36	20,53	19,51	18,38	17,72
52	22,52	22,47	21,95	21,10	20,05	18,89	18,22
54	23,11	23,06	22,53	21,66	20,59	19,40	18,72
56	23,70	23,64	23,09	22,20	21,11	19,89	19,21
58	24,26	24,21	23,65	22,74	21,63	20,39	19,68
60	24,82	24,77	24,19	23,26	22,13	20,87	20,15
65	26,18	26,12	25,50	24,53	23,34	22,02	21,28
70	27,47	27,41	26,75	25,73	24,50	23,12	22,36
75	28,71	28,55	27,94	26,88	25,60	24,17	23,39
80	29,89	29,82	29,08	27,97	26,65	25,16	24,36
85	31,02	30,95	30,17	29,01	27,65	26,10	25,31
90	32,10	32,03	31,20	30,00	28,60	27,03	26,25
95	33,04	32,96	32,14	30,95	29,54	27,93	27,10
100	33,94	33,85	33,03	31,85	30,44	28,82	27,98
110	35,55	35,46	34,65	33,49	32,08	30,47	29,62
120	36,97	36,90	36,11	34,98	33,58	31,98	31,14
130	38,28	38,19	37,44	36,33	34,96	33,38	32,55
140	39,44	39,37	38,64	37,56	36,23	34,67	33,85
150	40,49	40,42	39,71	38,67	37,38	35,86	35,04
170	42,21	42,15	41,51	40,54	39,33	37,89	37,11
190	43,62	43,55	42,98	42,10	40,97	39,62	38,90
210	44,77	44,72	44,19	43,40	42,36	41,11	40,42
230	45,71	45,67	45,20	44,48	43,54	42,38	41,74
250	46,48	46,44	46,01	45,38	44,53	43,47	42,87
270	47,11	47,06	46,70	46,13	45,36	44,40	43,84
290	47,61	47,58	47,25	46,75	46,07	45,19	44,68
310	48,03	48,00	47,72	47,26	46,66	45,87	45,41
330	48,38	48,35	48,10	47,71	47,16	46,45	46,03
350	48,66	48,64	48,42	48,08	47,59	46,95	46,57
400	49,15	49,14	48,99	48,74	48,38	47,89	47,60
450	49,46	49,45	49,35	49,17	48,91	48,55	48,31
500	49,65	49,64	49,58	49,45	49,26	48,98	48,82
600	49,84	49,84	49,81	49,74	49,65	49,50	49,41
700	49,91	49,91	49,90	49,87	49,82	49,74	49,69
800	49,94	49,94	49,93	49,92	49,90	49,85	49,83
900	49,96	49,96	49,94	49,94	49,93	49,91	49,90
1000	49,96	49,96	49,96	49,96	49,94	49,93	49,93
1200	49,96	49,96	49,96	49,96	49,96	49,96	49,96

Шаг 2. Рассчитаем z_D по формуле 2.3.28:

$$z_D = \frac{h}{r_e \sqrt{F_t}} = \frac{200}{2000 \sqrt{0,04}} = 0,5.$$

$$B = 1,119 f c_r r_e^2 h =$$

$$= 1,119 (0,1) (8 \times 10^{-6}) (2000)^2 (200) = 716$$

Шаг 3. Рассчитаем константу заводнения B:

Шаг 4. Рассчитаем безразмерное время t_D :

$$t_D = 6,328 \times 10^{-3} \frac{kt}{\bar{m}_w c_f r_e^2} =$$

$$= 6,328 \times 10^{-3} \left[\frac{50}{(0,1)(0,395)(8 \times 10^{-6})(2000)^2} \right] t =$$

$$= 0,2503 t.$$

Шаг 5. Рассчитаем водоприток с помощью моделей вытеснения подошвенной водой и краевой водой. Обратите внимание, что различие между этими двумя моделями заключается в подходе к расчету безразмерного водопритока W_e :

$$W_e = B \sum \Delta p W_{eD}.$$

t (сут.)	t_D	Δp (пси)	Модель вытеснения подошвенной водой		Модель вытеснения краевой водой	
			W_{eD}	W_e (тыс. баррелей)	W_{eD}	W_e (тыс. баррелей)
0	0	0	—	—	—	—
30	7,5	22	5,038	79	6,029	95
60	15,0	41,5	8,389	282	9,949	336
90	22,5	39,5	11,414	572	13,459	678
120	30,0	36,5	14,994	933	16,472	1103
150	37,5	33,0	16,994	1353	19,876	1594
180	45,0	26,5	19,641	1810	22,897	2126
210	52,5	19,0	22,214	2284	25,827	2676
240	60,0	18,0	24,728	2782	28,691	3250

Линейный режим вытеснения водой

Как показано ван Эвердингенем и Харстом (van Everdingen и Hurst), приток воды из линейного водоносного горизонта пропорционален квадратному корню из времени. Поэтому безразмерный водоприток, предложенный этими авторами, можно заменить квадратным корнем из времени:

$$W_e = B_L \sum \Delta p \sqrt{t - t_n},$$

где:

B_L — константа заводнения для линейного водоносного горизонта;

t — время (в любых удобных единицах измерения времени, например месяцах или годах);

Δp — падение давления, аналогичное описанному выше для режима вытеснения краевой водой с радиальным течением.

Константа заводнения для линейного водоносного горизонта B_L определяется из уравнения материального баланса, как описано в главе 4.

2.3.5. Модель водопритока Картера и Трейси

Метод ван Эвердингена и Харста (van Everdingen и Hurst) позволяет получить точное решение уравнения диффузии для радиального течения и, следовательно, считается правильной методикой расчета водопритока. Однако ввиду необходимости суперпозиции решений методика этих авторов требует трудоемких вычислений. Для упрощения вычислений водопритока Картер и Трейси (Carter и Tracy, 1960) предложили методику, не требующую суперпозиции и позволяющую непосредственно рассчитать водоприток.

Основное различие между методиками Картера-Трейси и ван Эвердингена-Харста заключается в том, что в первой скорости притока воды в течение конечных временных интервалов принимаются постоянными. По методу Картера-Трейси суммарный водоприток в любой момент времени t_n можно рассчитать напрямую на основе предыдущего значения для момента времени t_{n-1} , или:

$$(W_e)_n = (W_e)_{n-1} + [(t_D)_n - (t_D)_{n-1}] \times$$

$$\times \left[\frac{B \Delta p_n - (W_e)_{n-1} (p_D)_n}{(p_D)_n - (t_D)_{n-1} (p_D)_n} \right], \quad [2.3.31]$$

где:

B — константа заводнения, рассчитанная методом ван Эвердингена-Харста по формуле 2.3.21;

t_D — безразмерное время, полученное по формуле 2.3.15;

n — текущий временной интервал;

$n-1$ — предыдущий временной интервал;

Δp_n — общее падение давления;

p_D — безразмерное давление;

p_D' — производная безразмерного давления.

Значения безразмерного давления p_D как функция от t_D и r_D приведены в главе 1, табл. 1.2. Помимо уравнений подбора кривых, приведенных в главе 1 (формулы 1.2.79—1.2.84), Эдвардсон и др. (1962) вывели следующую аппроксимацию p_D для бесконечного водоносного горизонта:

$$p_D = \frac{370,529\sqrt{t_D} + 137,582t_D + 5,69549(t_D)^{1,5}}{328,834 + 265,488\sqrt{t_D} + 45,2157t_D + (t_D)^{1,5}}. \quad [2.3.32]$$

Производную безразмерного давления можно аппроксимировать как:

$$p_D' = \frac{E}{F}, \quad [2.3.33]$$

где:

$$E = 716,441 + 46,7984(t_D)^{0.5} + 270,038t_D + 71,0098(t_D)^{1.5};$$

$$F = 1296,86(t_D)^{0.5} + 1204,73t_D + 618,618(t_D)^{1.5} + 538,072(t_D)^2 + 142,41(t_D)^{2.5}.$$

Если безразмерное время $t_D > 100$, для p_D применима следующая аппроксимация:

$$p_D = \frac{\ln(t_D) + 0,80907}{2}.$$

Тогда производная выражается, как:

$$p_D' = \frac{1}{2t_D}.$$

Фанчи (Fanchi, 1985) с помощью регрессионной модели упорядочил приведенные ван Эвердингом и Харстом значения безразмерного давления p_D как функцию от t_D и r_D , представленные в табл. 1.2, и предложил следующие выражения:

$$p_D = a_0 + a_1 t_D + a_2 \ln(t_D) + a_3 [\ln(t_D)]^2,$$

используемые в которых коэффициенты регрессии даны ниже:

r_D	a_0	a_1	a_2	a_3
1,5	0,10371	1,6665700	-0,04579	-0,01023
2,0	0,30210	0,6817800	-0,01599	-0,01356
3,0	0,51243	0,2931700	0,015340	-0,06732
4,0	0,63656	0,1610100	0,158120	-0,09104
5,0	0,65106	0,1041400	0,309530	-0,11258
6,0	0,63367	0,0694000	0,41750	-0,11137
8,0	0,40132	0,0410400	0,695920	-0,14350
10,0	0,14386	0,0264900	0,896460	-0,15502
∞	0,82092	-0,000368	0,289080	0,028820

Следует отметить, что алгоритм Картера и Трейси не дает точного решения уравнения диффузии, и его следует рассматривать как аппроксимацию.

Пример 2.9. Повторно решите пример 2.7 методом Картера-Трейси.

Решение. Пример 2.7 дал следующие предварительные результаты:

- константа заводнения $B = 20,4$ пл. барр./пси;
- $t_D = 0,9888t$.

Шаг 1. Для каждого временного интервала n рассчитаем общее падение давления $\Delta p_n = p_i - p_n$ и соответствующее значение t_{Dn} .

n	t_i (сут.)	p_n	Δp_n	t_{Dn}
0	0	2500	0	0
1	182,5	2490	10	180,5
2	365,0	2472	28	361,0
3	547,5	2444	56	541,5
4	730,0	2408	92	722,0

Шаг 2. Поскольку значения t_D больше 100, для расчета p_D и производной p_D' выберем формулу 1.2.80. То есть:

$$p_D = \frac{\ln(t_D) + 0,80907}{2};$$

$$p_D' = \frac{1}{2t_D}.$$

n	t	t_D	p_D	p_D'
0	0	0	-	-
1	182,5	180,5	3,002	$2,770 \times 10^{-3}$
2	365,0	361,0	3,349	$1,385 \times 10^{-3}$
3	547,5	541,5	3,552	$0,923 \times 10^{-3}$
4	730,0	722,0	3,696	$0,693 \times 10^{-3}$

Шаг 3. Рассчитаем суммарный водоприток по формуле 2.3.31: W_e через 182,5 дня:

$$(W_e)_n = (W_e)_{n-1} + [(t_D)_n - (t_D)_{n-1}] \times$$

$$\times \left[\frac{B \Delta p_n - (W_e)_{n-1} (p_D')_n}{(p_D)_n - (t_D)_{n-1} (p_D')_n} \right] = 0 + [180,5 - 0] \times$$

$$\times \left[\frac{(20,4)(10) - (0)(2,77 \times 10^{-3})}{3,002 - (0)(2,77 \times 10^{-3})} \right] = 12\,266$$

W_e через 365 сут.:

$$W_e = 12\,266 + [361 - 180,5] \times$$

$$\times \left[\frac{(20,4)(28) - (12\,266)(1,385 \times 10^{-3})}{3,349 - (180,5)(1,385 \times 10^{-3})} \right] = 42\,545$$

W_e через 547,5 сут.:

$$W_e = 42\,546 + [541,5 - 361] \times$$

$$\times \left[\frac{(20,4)(56) - (42\,546)(0,923 \times 10^{-3})}{3,552 - (361)(0,923 \times 10^{-3})} \right] = 104\,406$$

W_e через 720 сут.:

$$W_e = 104\,406 + [722 - 541,5] \times$$

$$\times \left[\frac{(20,4)(92) - (104\,406)(0,693 \times 10^{-3})}{3,696 - (541,5)(0,693 \times 10^{-3})} \right] = 202\,477$$

В следующей таблице сравниваются результаты расчета водопритока методом Картера-Трейси и методом ван Эвердингена-Харста.

Время (месяцы)	Метод Картера- Трейси, W, (баррелей)	Метод ван Эвердингена- Харста, W, (баррелей)
0	0	0
6	12 266	7085
12	42 546	32 485
18	104 400	85 277
24	202 477	175 522

Приведенный выше сравнительный анализ показывает, что методика Картера-Трейси дает существенно завышенные значения водопритока. Однако это обусловлено тем, что при определении водопритока методом Картера-Трейси был взят большой временной интервал в 6 месяцев. Если же ограничить временной интервал одним месяцем, точность методики значительно возрастает. Данные водопритока, пересчитанные на основе месячного интервала,

прекрасно согласуются с результатами методики ван Эвердингена-Харста, как показано ниже.

2.3.6. Метод Фетковича

Феткович (Fetkovich, 1971) разработал методику аппроксимированного описания поведения водопритока для конечного водоносного горизонта с радиальной и линейной геометрией. В большинстве случаев результаты, полученные с помощью этой модели, точно соответствуют данным метода ван Эвердингена-Харста. Теория Фетковича намного проще и, подобно методу Картера-Трейси, не требует применения суперпозиции. Поэтому методика значительно упрощает расчеты и часто используется в численных имитационных моделях.

Модель Фетковича основана на предположении о том, что приток воды в пласт углеводородов из конечного водоносного горизонта хорошо описывается с помощью понятия индекса продуктивности. То есть скорость притока воды прямо пропорциональна перепаду давления от среднего давления водоносного горизонта до давления на границе раздела пласт — водоносный горизонт. В этом методе не учитываются влияния переходного периода. Таким образом, в случае резкого изменения давления на границе раздела водоносный горизонт — пласт про-

Время (месяцы)	Время (сут.)	p (пси)	Δp (пси)	t _D	p _D	p' _D	Метод Картера- Трейси, W, (пл. барр.)	Метод ван Эвердингена- Харста, W, (пл. барр.)
0	0	2500,0	0,00	0	0,00	0	0,0	0
1	30	2498,9	1,06	30,0892	2,11	0,01661	308,8	
2	61	2497,7	2,31	60,1784	2,45	0,00831	918,3	
3	91	2496,2	3,81	90,2676	2,66	0,00554	1860,3	
4	122	2494,4	5,56	120,357	2,80	0,00415	3171,7	
5	152	2492,4	7,55	150,446	2,91	0,00332	4891,2	
6	183	2490,2	9,79	180,535	3,00	0,00277	7057,3	7088,9
7	213	2487,7	12,27	210,624	3,08	0,00237	9709,0	
8	243	2485,0	15,00	240,713	3,15	0,00208	12884,7	
9	274	2482,0	17,98	270,802	3,21	0,00185	16622,8	
10	304	2478,8	21,20	300,891	3,26	0,00166	20961,5	
11	335	2475,3	24,67	330,981	3,31	0,00151	25938,5	
12	365	2471,6	28,38	361,070	3,35	0,00139	31591,5	3,350,0
13	396	2467,7	32,34	391,159	3,39	0,00128	37957,8	
14	426	2463,5	36,55	421,248	3,43	0,00119	45074,5	
15	456	2459,0	41,00	451,337	3,46	0,00111	52978,6	
16	487	2454,3	45,70	481,426	3,49	0,00104	61706,7	
17	517	2449,4	50,64	511,516	3,52	0,00098	71295,3	
18	547	2444,3	55,74	541,071	3,55	0,00092	81578,8	85277,0
19	578	2438,8	61,16	571,130	3,58	0,00088	92968,2	
20	608	2433,2	66,84	601,190	3,60	0,00083	105323,0	
21	638	2427,2	72,75	631,249	3,63	0,00079	118681,0	
22	669	2421,1	78,92	661,309	3,65	0,00076	133076,0	
23	699	2414,7	85,32	691,369	3,67	0,00072	148544,0	
24	730	2408,0	91,98	721,428	3,70	0,00069	165119,0	175522,0

гнозируемые результаты могут в той или иной степени отличаться от данных, полученных более точными методиками ван Эвердингена-Харста или Картера-Трейси. Однако гораздо чаще давление на границе воды изменяется плавно, и данный метод является прекрасной аппроксимацией двух рассмотренных выше методик.

В основе данного подхода лежат две простых формулы. Первая формула — уравнение индекса продуктивности (PI) для водоносного горизонта, который аналогичен уравнению PI, используемому для описания нефтяных или газовых скважин:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = J(\bar{p}_a - p_r), \quad [2.3.34]$$

где:

- e_w — скорость водопритока из водоносного горизонта, пл. барр./сут.;
- J — индекс продуктивности для водоносного горизонта, (пл. барр./сут)/пси;
- $\bar{p}_a$ — среднее давление в водоносном горизонте, пси;
- p_r — текущее давление на внутренней границе водоносного горизонта, пси.

Второе выражение представляет собой уравнение материального баланса в водоносном горизонте при постоянной сжимаемости, согласно которому падение давления в водоносном горизонте прямо пропорционально количеству воды, поступающему в пласт из водоносного горизонта, или:

$$W_e = c_i W_i (p_i - \bar{p}_a) f, \quad [2.3.35]$$

где:

- W_i — исходный объем воды в водоносном горизонте, пл. барр.;
- c_i — общая сжимаемость водоносного горизонта, $c_i = c_w + c_r$, пси⁻¹;
- p_i — начальное давление в водоносном горизонте, пси;
- f — $\frac{\theta^\circ}{360^\circ}$.

Формула 2.3.25 подразумевает, что максимально возможный приток воды возникает при $\bar{p}_a = 0$, или:

$$W_{ei} = c_i W_i p_i f, \quad [2.3.36]$$

где:

- W_{ei} — максимальный приток воды.

Объединив уравнения 2.3.36 и 2.3.35, получим:

$$\bar{p}_a = p_i \left(1 - \frac{W_e}{c_i W_i p_i} \right) = p_i \left(1 - \frac{W_e}{W_{ei}} \right), \quad [2.3.37]$$

Формула 2.3.35 представляет собой простое выражение для определения среднего давления в водоносном горизонте $\bar{p}_a$ после вывода W_e баррелей воды из водоносного горизонта в пласт, т. е. суммарного водопритока. Продифференцировав уравнение 2.3.37 по времени, получим:

$$\frac{dW_e}{dt} = - \frac{W_{ei}}{p_i} \frac{dp_a}{dt}. \quad [2.3.38]$$

Феткович объединил уравнения 2.3.38 и 2.3.34 и проинтегрировал результат с получением:

$$W_e = \frac{W_{ei}}{p_i} (p_i - p_r) \exp \left(- \frac{J p_i t}{W_{ei}} \right), \quad [2.3.39]$$

где:

- W_e — накопленная добыча воды, пл. барр.;
- p_r — пластовое давление, т. е. давление на границе контакта нефти или газа с водой, пси;
- t — время, сут.

Формула 2.3.39 не имеет практического применения, поскольку она была выведена для постоянного давления на внутренней границе. Чтобы использовать это решение в случае непрерывного изменения граничного давления от времени, необходимо применить принцип суперпозиции. Вместо того чтобы использовать принцип суперпозиции, Феткович предложил разделить весь процесс изменения давления на границе пласт — водоносный горизонт на конечное число временных интервалов. Тогда приращение водопритока за n -й интервал составит:

$$(\Delta W_e)_n = \frac{W_{ei}}{p_i} [(\bar{p}_a)_{n-1} - (\bar{p}_a)_n] \left[1 - \exp \left(- \frac{J p_i \Delta t_n}{W_{ei}} \right) \right], \quad [2.3.40]$$

где $(\bar{p}_a)_{n-1}$ — среднее давление в водоносном горизонте в конце предыдущего временного интервала.

Это среднее давление рассчитывается по формуле 2.3.37:

$$(\bar{p}_a)_{n-1} = p_i \left[1 - \frac{(W_e)_{n-1}}{W_{ei}} \right], \quad [2.3.41]$$

Среднее пластовое давление $(\bar{p}_r)_n$ рассчитывается из выражения:

$$(\bar{p}_r)_n = \frac{(p_r)_n + (p_r)_{n-1}}{2}, \quad [2.3.42]$$

Используемый в расчетах индекс продук-

тивности J является функцией геометрических характеристик водоносного горизонта. Феткович рассчитал индекс продуктивности по уравнению Дарси для водоносных горизонтов, ограниченных водоупором. Ли и Уотенбергер (Lee и Wattenbarger, 1996) показали, что метод Фетковича можно также применить

к бесконечным водоносным горизонтам, если отношение скорости притока воды к падению давления в некотором приближении постоянно в течение всего срока эксплуатации пласта. Индекс продуктивности J водоносного горизонта определяется из следующих выражений:

Тип внешней границы водоносного горизонта	J для радиального течения ((пл. барр./сут.)/пси)	J для линейного течения ((пл. барр./сут.)/пси)	Уравнение
Конечная, граница отсутствия подачи	$J = \frac{0,00708 khf}{\mu_w [\ln(r_D) - 0,75]}$	$J = \frac{0,003381 khw}{\mu_w L}$	[2.3.43]
Конечная, постоянное давление	$J = \frac{0,00708 khf}{\mu_w [\ln(r_D)]}$	$J = \frac{0,001127 khw}{\mu_w L}$	[2.3.44]
Бесконечная	$J = \frac{0,00708 khf}{\mu_w \ln(a/r_e)}$ $a = \sqrt{0,0142kt / (\phi \mu_w c_f)}$	$J = \frac{0,001 khw}{\mu_w \sqrt{0,0633kt / (\phi \mu_w c_f)}}$	[2.3.45]

где:

- ω — ширина линейного водоносного горизонта, фут;
- L — длина линейного водоносного горизонта, фут;
- r_D — безразмерный радиус, r_e/r_w ;
- k — проницаемость водоносного горизонта, мД;
- t — время, сут.;
- θ — угол заводнения;
- h — толщина водоносного горизонта, фут;
- $f = \frac{\theta}{360^\circ}$.

Ниже описывается методика применения модели Фетковича для прогнозирования суммарного притока воды.

Шаг 1. Рассчитаем исходный объем воды в водоносном горизонте по формуле:

$$W_i = \frac{\rho(r_a^2 - r_w^2) h f}{5,615}.$$

Шаг 2. Рассчитаем максимально возможный приток воды W_{ei} по формуле 2.3.36:

$$W_{ei} = c_i W_i p_i f.$$

Шаг 3. Рассчитаем индекс продуктивности J на основе граничных условий и геометрических характеристик водоносного горизонта.

Шаг 4. Рассчитаем приращение водопритока $(\Delta W_e)_n$ из водоносного горизонта в течение n -ого временного интервала по формуле 2.3.40. Например, во время первого интервала Δt_1 :

$$(\Delta W_e)_1 = \frac{W_{ei}}{p_i} [p_i - (\bar{p}_e)_1] \left[1 - \exp\left(-\frac{J p_i \Delta t_1}{W_{ei}}\right) \right];$$

с:

$$(\bar{p}_e)_1 = \frac{p_i + (p_r)_1}{2}.$$

Для второго временного интервала Δt_2 :

$$(\Delta W_e)_2 = \frac{W_{ei}}{p_i} [(\bar{p}_e)_1 - (\bar{p}_e)_2] \left[1 - \exp\left(-\frac{J p_i \Delta t_2}{W_{ei}}\right) \right],$$

где $(\bar{p}_e)_1$ — среднее давление в водоносном горизонте в конце первого периода после поступления $(\Delta W_e)_1$ баррелей воды из водоносного горизонта в пласт. По формуле 2.3.41:

$$(\bar{p}_e)_1 = p_i \left(1 - \frac{(\Delta W_e)_1}{W_{ei}} \right).$$

Шаг 5. Рассчитаем суммарный (общий) водоприток в конце любого временного интервала по формуле:

$$W_e = \sum_{i=1}^n (\Delta W_e)_i.$$

Пример 2.10. С помощью метода Фетковича рассчитать водоприток как функцию от вре-

^a Данные, использованные в примере, были получены Дейком (L.P. Dake), *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Publishing Company, 1978.

мени, если даны следующие характеристики системы пласт — водоносный горизонт и значения граничного давления:

$p_i = 2740$ пси; $h = 100$ фут; $c_i = 7 \times 10^{-6}$ пси $^{-1}$;
 $\mu_o = 0,55$ сП; $k = 200$ мД; $\theta = 140^\circ$;
 площадь пласта = 40 363 акров;
 площадь водоносного горизонта = 1 000 000 акров.

Время (сут.)	p_r (пси)
0	2740
365	2500
730	2290
1095	2109
1460	1949

На рис. 2.17* показана клиновидная система пласт — водоносный горизонт с углом заводнения 140° .

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем радиус пласта r_e :

$$r_e = \left(\frac{q^\circ}{360^\circ} \right) \sqrt{\frac{43560A}{p}} =$$

$$= \left(\frac{140}{360} \right) \sqrt{\frac{(43560)(2374)}{p}} = 9200 \text{ фут.}$$

Шаг 2. Рассчитаем эквивалентный радиус водоносного горизонта r_w :

$$r_w = \left(\frac{140}{360} \right) \sqrt{\frac{(43560)(1\,000\,000)}{p}} = 46\,000 \text{ фут.}$$

Шаг 3. Рассчитаем безразмерный радиус r_D :

$$r_D = \frac{r_w}{r_e} = \frac{46\,000}{9200} = 5.$$

* Данные, использованные в примере, были получены Дейком (L.P. Dake), *Fundamentals of Reservoir Engineering* Elsevier Publishing Company, 1978.

Шаг 4. Рассчитаем начальные геологические запасы воды W_i :

$$W_i = \frac{p(r_e^2 - r_w^2)hf}{5,615} =$$

$$= \frac{p[(46000)^2 - (9200)^2](100)(0,25)}{5,615} =$$

$$\approx 28,41 \text{ млн пл. барр.}$$

Шаг 5. Рассчитаем W_{in} по формуле 2.3.36:

$$W_{in} = c_i W_i p_i f = 7 \times 10^{-6} (28,41 \times 10^9) (2740) \left(\frac{140}{360} \right) =$$

$$\approx 211,9 \text{ млн пл. барр./сут.}$$

Шаг 6. Рассчитаем индекс продуктивности J водоносного горизонта с радиальным течением по формуле 2.3.43, тогда:

$$J = \frac{0,00708(200)(100) \left(\frac{140}{360} \right)}{0,55 \ln(5)} = 116,5$$

и тогда:

$$\frac{J p_i}{W_{in}} = \frac{(116,5)(2740)}{211,9 \times 10^6} = 1,506 \times 10^{-3}.$$

Поскольку временной интервал Δt фиксирован и равен 365 суткам:

$$1 - \exp\left(-\frac{J p_i \Delta t}{W_{in}}\right) = 1 - \exp\left((-1,506 \times 10^{-3})(365)\right) =$$

$$\approx 0,4229.$$

Подставив в формулу 2.3.41, получим:

$$(\Delta W_e)_n = \frac{W_{in}}{p_i} \left[(\bar{p}_e)_{n-1} - (\bar{p}_e)_n \right] \left[1 - \exp\left(-\frac{J p_i \Delta t}{W_{in}}\right) \right] =$$

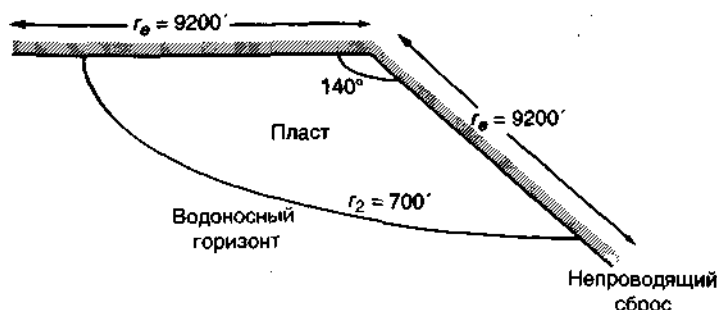


Рис. 2.17. Геометрические характеристики системы пласт — водоносный горизонт из примера 2.10

n	t (сут.)	p_r	$(\bar{p}_r)_n$	$(\bar{p}_a)_{n-1}$	$(\bar{p}_a)_{n-1} - (\bar{p}_r)_n$	$(\Delta W_r)_n$ (млн барр.)	W_r (млн барр.)
0	0	2740	2740	—	—	—	—
1	365	2500	2620	2740	120	3,925	3,925
2	730	2290	2395	2689	294	9,615	13,540
3	1095	2109	2199	2565	366	11,970	25,510
4	1460	1949	2029	2409	381	12,461	37,971

$$= \frac{211,9 \times 10^6}{2740} [(\bar{p}_a)_{n-1} - (\bar{p}_r)_n] (0,4229) =$$

$$= 32705 [(\bar{p}_a)_{n-1} - (\bar{p}_r)_n]$$

Шаг 7. Рассчитаем суммарный водоприток, как показано в следующей таблице.

Задачи

1. Рассчитать суммарный приток воды в результате падения давления на границе раздела пласт — водоносный горизонт на 200 пси [1,4 МПа], если угол заводнения составляет 50°. Система пласт — водоносный горизонт характеризуется следующими свойствами:

	Пласт	Водоносный горизонт
Радиус, фут	6000	20000
Пористость	0,18	0,15
c_r , пси ⁻¹	4×10^{-6}	3×10^{-6}
c_w , пси ⁻¹	5×10^{-6}	4×10^{-6}
h , фут	25	20

2. Активный нефтяной коллектор с водонапорным режимом эксплуатируется в режиме стационарного течения. Имеются также следующие дополнительные данные:

$p_i = 4000$ пси;
 $p = 3000$ пси;
 $Q_o = 40\,000$ ст. барр./сут.;
 $B = 1,3$ пл. барр./ст. барр.;
 $GOR = 700$ ст. фут³/ст. барр.;
 $R = 500$ ст. фут³/ст. барр.;
 $Z = 0,82$;
 $T = 140^\circ F$;
 $Q_w = 0$;
 $B_w = 1,0$ пл. барр./ст. барр.

Рассчитать константу заводнения методом Шилтуса (Schilthuis).

3. Ниже приведены данные изменения давления в нефтяном коллекторе с водонапорным режимом:

Время (сут.)	p (пси)
0	4000
120	3950
220	3910
320	3880
420	3840

В водоносном горизонте поддерживается стационарный режим течения, расчетная константа заводнения равна 80 (барр./сут.)/пси. С помощью модели стационарного состояния рассчитать и построить график суммарного водопритока как функции от времени.

4. Ниже приведены данные изменения граничного давления в продуктивном коллекторе с водонапорным режимом:

Время (месяцы)	Граничное давление (пси)
0	2610
6	2600
12	2580
18	2552
24	2515

Система пласт — водоносный горизонт характеризуется следующими свойствами:

	Пласт	Водоносный горизонт
Радиус, фут	2000	∞
h , фут	25	30
k , мД	60	80
ϕ , %	17	18
μ_w , сП	0,55	0,85
c_w , пси ⁻¹	$0,7 \times 10^{-6}$	$0,8 \times 10^{-6}$
c_r , пси ⁻¹	$0,2 \times 10^{-6}$	$0,3 \times 10^{-6}$

Пусть угол заводнения составляет 360°, требуется рассчитать водоприток как функцию от времени с помощью:

- а) метода ван Эвердингена и Харста;
б) метода Картера и Трейси.

5. В следующей таблице сведены исходные данные, известные для коллектора с водонапорным режимом на месторождении Западного Техаса.

	Нефтяная зона	Водоносный горизонт
Геометрия	Круглая	Полукруглый
Площадь, акров	640	Бесконечный
Начальное пластовое давление, пси	4000	4000
Начальная нефтенасыщенность	0,80	0
Пористость, %	22	—
B_{oi} , пл. барр./ст. барр.	1,36	—
B_{wi} , пл. барр./ст. барр.	1,00	1,05
c_o , пси ²	6×10^{-6}	—
c_w , пси ⁻¹	3×10^{-6}	7×10^{-6}

Геологические характеристики водяного горизонта определяют постоянную заводнения, равную 551 пл. барр./пси. Через 1120 сут. эксплуатации среднее пластовое давление снизилось до 3800 пси [26,2 МПа], при этом было добыто 860 000 ст. барр.

Характеристики месторождения через 1120 сут. эксплуатации даны ниже:

$$p = 3800 \text{ пси}; \quad N_p = 860\,000 \text{ ст. барр.}; \\ B_o = 1,34 \text{ пл. барр./ст. барр.}; \\ B_w = 1,05 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$W_e = 991\,000 \text{ пл. барр.}; \\ t_p = 32,99 \text{ (безразмерное время через 1120 сут.)}; \\ W_p = 0 \text{ пл. барр.}$$

Предполагается, что среднее пластовое давление снизится до 3400 пси [23,4 МПа] через 1520 сут. (т. е. с начала эксплуатации). Рассчитать суммарный водоприток через 1520 сут.

6. Клинообразная система пласт — водоносный горизонт с углом заводнения 60° характеризуется следующей динамикой изменения граничного давления.

Время (сут.)	Граничное давление (пси)
0	2850
365	2610
730	2400
1095	2220
1460	2060

На основе следующих данных:

$$h = 120 \text{ фут}; \quad c_i = 5 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; \\ c_w = 4 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; \quad \mu_w = 0,7 \text{ сП}; \\ k = 60 \text{ мД}; \quad \phi = 12\%; \\ \text{площадь пласта} = 40\,000 \text{ акров}; \\ \text{площадь водоносного горизонта} = 980\,000 \text{ акров}; \\ T = 140^\circ \text{F}.$$

Рассчитать суммарный водоприток как функцию от времени с помощью:

- а) метода ван Эвердингена и Харста;
б) метода Картера и Трейси;
в) метода Фетковича.

3

Нетрадиционные газовые залежи

- 3.1. Технологические показатели вертикальных газовых скважин 252
- 3.2. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин 268
- 3.3. Уравнение материального баланса для традиционных и нетрадиционных газовых залежей 269
- 3.4. Метан, содержащийся в угольных пластах (СВМ) 291
- 3.5. Газовые залежи с низкой проницаемостью (с низкопроницаемыми коллекторами) 313
- 3.6. Газогидраты 363
- 3.7. Мелкозалегающие газовые залежи 382

Эффективная разработка и эксплуатация залежей природного газа зависит от понимания характеристик коллекторов и технологических показателей скважины. Прогнозирование отдачи пласта и добывающих скважин является наиболее важной составляющей технико-экономического анализа разработки месторождения и оценки затрат. Для прогнозирования технологических показателей месторождения и расположенных на нем добывающих скважин необходимо определить источники энергии, использующиеся для добычи углеводородов, и оценить их вклад в поведение пласта.

В данной главе рассмотрены методики оценки и прогнозирования следующих показателей:

- технологических показателей вертикальных и горизонтальных газовых скважин;
- технологических показателей традиционных и нетрадиционных газовых месторождений.

3.1. Технологические показатели вертикальных газовых скважин

Для определения производительности газовой скважины необходимо установить соотношение между скоростью притока газа и давлением в зоне перфорации или забойным гидродинамическим давлением. Формулу для определения притока газа можно вывести путем соответствующего решения уравнения на основе закона Дарси. Это решение зависит от условий или характера течения в пласте.

Когда газовую скважину начинают эксплуатировать после того, как она продолжительное время простояла закрытой, течение газа в пласте носит нестационарный характер, пока давление на границе области дренирования скважины не понизится. Затем после кратковременного переходного периода устанавливается стационарное или полустационарное (псевдостационарное) состояние. В данной главе приведены эмпирические и аналитические соотношения, которые можно использовать для установления взаимосвязи между забойным давлением в скважине и ее общим дебитом в условиях псевдостационарного течения.

3.1.1. Течение газа в ламинарном (вязком) режиме

Точное решение в дифференциальной форме уравнения на основе закона Дарси для сжимаемых флюидов в условиях псевдостационарного течения было представлено выше как соотношение 1.2.138:

$$Q_g = \frac{k h [\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422 T [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]} \quad (3.1.1)$$

с:

$$\bar{\psi}_r = m(\bar{p}_r) = 2 \int_0^{\bar{p}_r} \frac{P}{\mu Z} dP$$

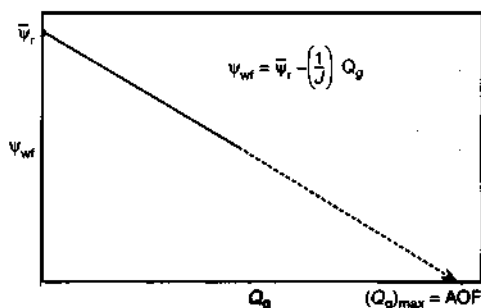


Рис. 3.1. Газовая скважина, работающая в режиме стационарного течения

$$\psi_{wf} = m(p_{wf}) = 2 \int_0^{p_{wf}} \frac{P}{\mu Z} dP,$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;

k — проницаемость, мД;

$m(\bar{p}_r) = \bar{\psi}_r$ — среднее псевдодавление реального газа, psi²/сП;

T — температура, °R;

s — скин-фактор;

h — толщина;

r_e — радиус области дренирования;

r_w — радиус ствола скважины.

Обратите внимание, что в уравнение на основе закона Дарси можно включить коэффициент формы C_A , учитывающий отклонение формы области дренирования от идеального круга, как показано в главе 1, табл. 1.4:

$$Q_g = \frac{k h [\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422 T \left[\frac{1}{2} \ln \left(4 A / 1,781 C_A r_w^2 \right) + s \right]}$$

$$A = \pi r_e^2,$$

где:

A — площадь области дренирования, фут²;

C_A — коэффициент формы, значения можно взять из табл. 1.4.

Например, пусть коэффициент формы для круговой области дренирования составляет 31,62, т. е. $C_A = 31,62$, как показано в табл. 1.4. Подставив это значение в приведенное выше выражение, получим уравнение 3.1.1.

Коэффициент продуктивности J для газовой скважины можно выразить в форме, аналогичной форме для нефтяных скважин, определив его как темп добычи на единицу падения давления. То есть:

$$J = \frac{Q_g}{[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]} = \frac{k h}{1422 T \left[\frac{1}{2} \ln \left(4 A / 1,781 C_A r_w^2 \right) + s \right]}$$

Для наиболее часто используемой геометрии течения, т. е. для круговой области дренирования, приведенное выше уравнение записывается, как:

$$J = \frac{Q_g}{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}} = \frac{kh}{1422T[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]}, \quad [3.1.2]$$

или:

$$Q_g = J(\bar{\psi}_r - \psi_{wf}). \quad [3.1.3]$$

При максимально возможном дебите скважины, т. е. максимальном дебите газа ($Q_{g,max}$), который рассчитывается путем приравнивания $\psi_{wf} = 0$, получим:

$$AOF = (Q_g)_{max} = J(\bar{\psi}_r - 0),$$

или:

$$AOF = (Q_g)_{max} = J\bar{\psi}_r, \quad [3.1.4]$$

где:

- J — индекс (коэффициент) продуктивности, тыс. ст. фут³/сут./пси²/сП;
- $(Q_g)_{max}$ — максимальный дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- AOF — максимально возможный дебит скважины, тыс. ст. фут³/сут.

Уравнение 3.1.3 можно представить в виде линейного соотношения:

$$\psi_{wf} = \bar{\psi}_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_g. \quad [3.1.5]$$

Из формулы 3.1.5 видно, что график J_{wf} от Q_g представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом $1/J$ и точкой пересечения с осью абсцисс $\bar{\psi}_r$, как показано на рис. 3.1. Если имеются данные для двух различных стабилизированных дебитов, линию можно экстраполировать и по ее угловому коэффициенту рассчитать максимально возможный дебит скважины (AOF), J и $\bar{\psi}_r$.

Уравнение 3.1.1 можно также записать в следующей интегральной форме:

$$Q_g = \frac{kh}{1422T[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp. \quad [3.1.6]$$

Обратите внимание, что $(p/\mu_g Z)$ прямо пропорционально $(1/\mu_g B_g)$, где объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g определяется, как:

$$B_g = 0,00504 \frac{ZT}{p}, \quad [3.1.7]$$

где:

- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
- Z — коэффициент сжимаемости газа;
- T — температура, °R.

Уравнение 3.1.6 можно теперь переписать через B_g из формулы 3.1.7. Преобразовав уравнение 3.1.6, получим:

$$\frac{p}{ZT} = \frac{0,00504}{B_g}.$$

Преобразуем уравнение 3.1.7 следующим образом:

$$Q_g = \frac{kh}{1422[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \left(\frac{2}{\mu_g} \frac{p}{TZ} \right) dp.$$

Объединив два предыдущих уравнения, получим:

$$Q_g = \left[\frac{7,08(10^{-6})kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \right] \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) dp, \quad [3.1.8]$$

где:

- Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- μ_g — вязкость газа, сП;
- k — проницаемость, мД.

На рис. 3.2 показан типичный график функций давления газа $(2p/\mu_g Z)$ и $(1/\mu_g B_g)$ от давления. Проинтегрировав уравнения 3.1.6 и 3.1.8, получим площадь под кривой на участке от $\bar{p}$ до p_{wf} . Как показано на рис. 3.2, функция давления состоит из трех участков с различным поведением давления.

Область высокого давления

Если забойное гидродинамическое давление p_{wf} и среднее пластовое давление $\bar{p}$ превышают 3000 пси [20,7 МПа], функции давления $(2p/\mu_g Z)$ и $(1/\mu_g B_g)$ представляют собой практически константу, см. участок III на рис. 3.2. Это позволяет предположить, что член $(1/\mu_g B_g)$ в уравнении 3.1.8 является константой и его можно вынести за знак интеграла:

$$Q_g = \left[\frac{7,08(10^{-6})kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \right] \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} dp,$$

или:

$$Q_g = \frac{7,08(10^{-6})kh(\bar{p} - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{\bar{p}} [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]}, \quad [3.1.9]$$

где:

- Q_g — дебит газа, ст. фут³/сут.;

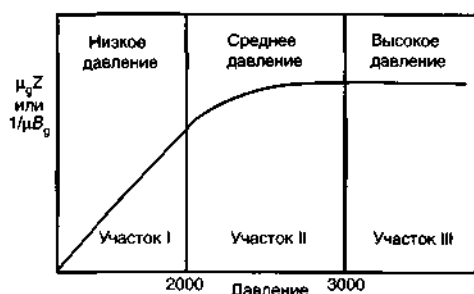


Рис. 3.2. Зависимость давление-объем-температура (PVT) для газа

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;

k — проницаемость, мД.

Вязкость газа μ_g и объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g следует рассчитывать при среднем давлении p_{avg} :

$$p_{avg} = \frac{\bar{p}_r + p_{wf}}{2} \quad [3.1.10]$$

Способ определения дебита газа по формуле 3.1.9 обычно называют «методом аппроксимации давления».

Следует отметить, что выражение для коэффициента продуктивности J нельзя подставить в формулу 3.1.9, поскольку последняя применима только в случаях, когда p_{wf} и $\bar{p}_r$ превышают 3000 пси [20,7 МПа].

Обратите внимание, что дополнительный скин-эффект, обусловленный отклонением формы области дренирования от круга, учитывается введением коэффициента формы C_A в выражение 3.1.9:

$$Q_g = \frac{7,08(10^{-6})kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg} \left[\frac{1}{2} \ln \left(4A / 1,781 C_A r_w^2 \right) + s \right]}$$

Область среднего давления

На участке между 2000 и 3000 пси [13,9 и 20,7 МПа] кривая функции давления имеет отличную от прямой форму. Если забойное гидродинамическое давление и среднее пластовое давление остаются в диапазоне 2000—3000 пси [13,9—20,7 МПа], для расчета дебита газа следует использовать метод псевдодавления газа (см. формулу 3.1.11):

$$Q_g = \frac{kh(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}{1422T \left[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s \right]}$$

а для областей дренирования с формой, отличной от круга, дополнительно вводится коэффициент формы C_A :

$$Q_g = \frac{kh(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}{1422T \left[\frac{1}{2} \ln \left(4A / 1,781 C_A r_w^2 \right) + s \right]}$$

Область низкого давления

При низких давлениях, обычно ниже 2000 пси [13,9 МПа], функции давления ($2p/\mu Z$) и ($1/\mu B_g$) линейно зависят от давления, как показано на рис. 3.2, участок I. Голап и Уитсон (Golap and Whitson, 1986) показали, что произведение ($\mu_g Z$) при давлениях ниже 2000 пси [13,9 МПа] практически постоянно. Проинтегрировав уравнение 3.1.6 с учетом вышеизложенного, получим:

$$Q_g = \frac{kh}{1422T \left[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s \right]} \left(\frac{2}{Z} \right) \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} p dp$$

или:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g Z)_{avg} \left[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s \right]} \quad [3.1.11]$$

и для области дренирования отличной от круговой формы:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g Z)_{avg} \left[\frac{1}{2} \ln \left(4A / 1,781 C_A r_w^2 \right) + s \right]}$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;

k — проницаемость, мД;

T — температура, °R;

Z — коэффициент сверхсжимаемости газа;

μ_g — вязкость газа, сП.

Рекомендуется рассчитывать коэффициент Z и вязкость газа при среднем давлении p_{avg} :

$$p_{avg} = \sqrt{\frac{\bar{p}_r^2 + p_{wf}^2}{2}}$$

Следует отметить, что в оставшейся части главы мы предполагаем, что скважина эксплуатируется в области дренирования круговой формы с коэффициентом формы 31.16.

Способ определения дебита газа по формуле 3.1.11 обычно называют «методом квадратов давления».

Если $\bar{p}_r$ и p_{wf} ниже 2000 пси [13,9 МПа], выражение 3.1.11 можно представить через индекс или коэффициент продуктивности J :

$$Q_g = J(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) \quad [3.1.12]$$

с:

$$(Q_g)_{max} = AOF = J \bar{p}_r^2 \quad [3.1.13]$$

где:

$$J = \frac{kh}{1422T(\mu_g Z)_{avg} [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \quad [3.1.14]$$

Пример 3.1. Ниже приведены свойства PVT (давление-объем-температура) пробы газа, взятой из залежи сухого газа:

P (пси)	μ_g (сП)	Z	ψ (пси ² /сП)	B_g (пл. барр./ст. фут ³)
0	0,01270	1,000	0	
400	0,01286	0,937	$13,2 \times 10^6$	0,007080
1200	0,01530	0,832	$113,1 \times 10^6$	0,002100
1600	0,01680	0,794	$198,0 \times 10^6$	0,001500
2000	0,01840	0,770	$304,0 \times 10^6$	0,001160
3200	0,02340	0,797	$678,0 \times 10^6$	0,000750
3600	0,02500	0,827	$816,0 \times 10^6$	0,000695
4000	0,02660	0,860	$950,0 \times 10^6$	0,000650

Эксплуатация пласта осуществляется в псевдостационарных условиях. Имеются также следующие дополнительные данные:

$k = 65$ мД; $h = 15$ фут; $T = 600$ R;
 $r_e = 1000$ фут; $r_w = 0,25$ фут; $s = -0,4$.

Рассчитаем дебит газа для следующих условий:

а) $\bar{p}_r = 4000$ psi, $p_{wf} = 3200$

б) $\bar{p}_r = 2000$ psi, $p_{wf} = 1200$

Требуется применить надлежащие приближенные методы и сравнить результаты с точным решением.

Решение.

а) Расчет Q_g при $\bar{p}_r = 4000$ пси [27,8 МПа] и $p_{wf} = 3200$ пси [22,2 МПа]:

Шаг 1. Выберем приближенный метод расчета. Поскольку $\bar{p}_r$ и p_{wf} превышают 3000 пси [20,7 МПа], выбираем метод на основе аппроксимации давления, т. е. формулу 3.1.9.

Шаг 2. Рассчитаем среднее давление и определим соответствующие свойства газа.

$$\bar{p} = \frac{4000 + 3200}{2} = 3600$$

$$\mu_g = 0,025; B_g = 0,000695.$$

Шаг 3. Рассчитаем дебит газа по уравнению 3.1.9:

$$Q_g = \frac{7,08(10^{-6})kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg} [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} = \frac{7,08(10^{-6})(65)(15)(4000 - 3200)}{(0,025)(0,000695) [\ln(1000/0,25) - 0,75 - 0,4]} = 44490$$

Шаг 4. Повторно рассчитав Q_g по формуле псевдодавления, т. е. по формуле 3.1, получим:

$$Q_g = \frac{kh[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422T [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} = \frac{(65)(15)(950,0 - 678,0)10^6}{(1422)(600) [\ln(1000/0,25) - 0,75 - 0,4]} = 43509$$

Сравнение результатов, полученных методами аппроксимации давления и псевдодавления, показывает, что при расчете дебита газа «методом аппроксимации давления» абсолютная погрешность составляет 2,25 %.

б) Расчет Q_g при $\bar{p}_r = 2000$ пси [13,9 МПа] и $p_{wf} = 1200$ пси [8,3 МПа]:

Шаг 1. Выберем соответствующий метод расчета. Поскольку $\bar{p}_r$ и $p_{wf} < 2000$ пси [13,9 МПа], воспользуемся аппроксимацией квадратов давления.

Шаг 2. Рассчитаем среднее давление и соответствующее значение μ_g и Z:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{2000^2 + 1200^2}{2}} = 1649$$

$$\mu_g = 0,017; Z = 0,791.$$

Шаг 3. Рассчитаем Q_g по формуле квадратов давления, т. е. по формуле 3.1.11:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{1422(\mu_g Z)_{avg} [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} = \frac{(65)(15)(2000^2 - 1200^2)}{1422(600)(0,017)(0,791) [\ln(1000/0,25) - 0,75 - 0,4]} = 30453$$

Шаг 4. На основе табличных значений псевдодавления реального газа рассчитаем точное значение Q_g по формуле 3.1.1:

$$Q_g = \frac{kh[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422T [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} = \frac{(65)(15)(304,0 - 113,1)10^6}{(1422)(600) [\ln(1000/0,25) - 0,75 - 0,4]} = 30536 \text{ тыс. ст. фут}^3/\text{сут.}$$

Сравнение результатов, полученных двумя методами, показывает, что при аппроксимации дебита газа «методом квадратов давления» средняя абсолютная погрешность составляет 0,27 %.

3.1.2. Фильтрация газа в турбулентном режиме

Все математические формулы, рассмотренные до сих пор в настоящей главе, основывались

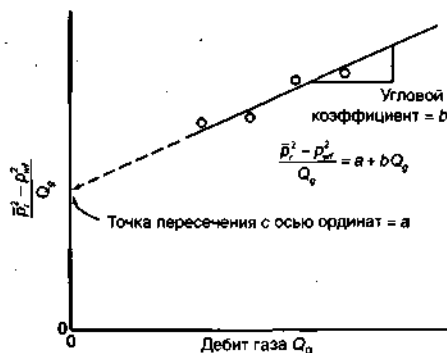


Рис. 3.4. График квадратов давления

Квадратичная форма уравнения для квадратов давления

Уравнение 3.1.15 можно записать в упрощенном виде:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_w^2)}{1422T(\mu_g Z)_{avg}[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s + DQ_g]}.$$

Преобразовав это выражение, получим:

$$\bar{p}_r^2 - p_w^2 = aQ_g + bQ_g^2 \quad [3.1.24]$$

с:

$$a = \left(\frac{1422T\mu_g Z}{kh} \right) \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right]; \quad [3.1.25]$$

$$b = \left(\frac{1422T\mu_g Z}{kh} \right) D, \quad [3.1.26]$$

где:

- a — коэффициент ламинарного течения;
- b — коэффициент инерционно-турбулентного течения;
- Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- Z — коэффициент сжимаемости газа;
- k — проницаемость, мД;
- μ_g — вязкость газа, сП.

Из уравнения 3.1.24 видно, что первый член ее правой части (т. е. aQ_g) соответствует падению давления, обусловленному ламинарным течением (течением Дарси), а второй член bQ_g^2 соответствует падению давления, связанному с турбулентным течением.

Член aQ_g в уравнении 3.1.26 соответствует квадрату падения давления, обусловленного ламинарным течением, а член bQ_g^2 относится к квадрату падения давления, вызванного влиянием инерционно-турбулентного течения.

Формулу 3.1.24 можно упростить, разделив обе части уравнения на Q_g , тогда:

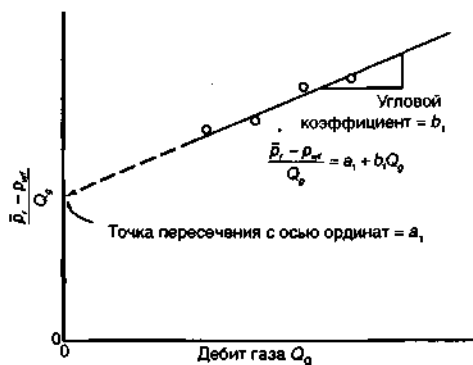


Рис. 3.5. График данных давления

$$\frac{\bar{p}_r - p_w}{Q_g} = a + bQ_g. \quad [3.1.27]$$

Коэффициенты a и b можно определить из графика $(\bar{p}_r^2 - p_w^2) / Q_g$ в декартовых координатах, который представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом b и точкой пересечения с осью ординат a . Ниже в данной главе показано, что на основе данных, полученных при испытании продуктивности, можно построить линейную зависимость, как схематично проиллюстрировано на рис. 3.4.

Зная значения a и b , можно решить квадратное уравнение притока газа, т. е. уравнение 3.1.24, относительно Q_g при любом значении p_w из:

$$Q_g = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(\bar{p}_r^2 - p_w^2)}}{2b}. \quad [3.1.28]$$

Кроме того, принимая различные значения p_w и рассчитывая соответствующие значения Q_g по формуле 3.1.28, можно построить кривую продуктивности скважины при текущем пластовом давлении $\bar{p}_r$.

Необходимо отметить, что при выводе формулы 3.1.24 были сделаны следующие допущения:

- 1) однофазный поток;
- 2) гомогенный и изотропный пласт;
- 3) проницаемость не зависит от давления;
- 4) произведение вязкости газа на коэффициент сжимаемости, т. е. $(\mu_g Z)$, является величиной постоянной.

Эта методика рекомендуется к применению при давлениях ниже 2000 пси [13,9 МПа].

Квадратичная форма уравнения высокого давления

Уравнение аппроксимации давления, т. е. формулу 3.1.18, можно преобразовать в следующее выражение:

$$Q_e = \frac{7,08(10^{-6})kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{[\mu_e B_e]_{avg} T [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s + DQ_e]}.$$

Преобразовав, получим:

$$\bar{p}_r - p_{wf} = a_1 Q_e + b_1 Q_e^2, \quad [3.1.29]$$

где:

$$a_1 = \frac{141,2(10^{-3})(\mu_e B_e)}{kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right]; \quad [3.1.30]$$

$$b_1 = \left[\frac{141,2(10^{-3})(\mu_e B_e)}{kh} \right] D. \quad [3.1.31]$$

Член $a_1 Q_e$ соответствует падению давления, обусловленному ламинарным течением, а член $b_1 Q_e^2$ учитывает дополнительное падение давления, вызванное турбулентностью. Выражение 3.17 можно представить в линейной форме:

$$\frac{\bar{p}_r - p_{wf}}{Q_e} = a_1 + b_1 Q_e. \quad [3.1.32]$$

Коэффициент ламинарного течения a_1 и коэффициент инерционно-турбулентного течения b_1 можно определить из линейного графика приведенного выше уравнения, как показано на рис. 3.5.

После определения коэффициентов a_1 и b_1 можно рассчитать дебит газа при любом давлении по формуле:

$$Q_e = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4b_1(\bar{p}_r - p_{wf})}}{2b_1}. \quad [3.1.33]$$

Применение формулы 3.1.29 также ограничено допущениями, перечисленными для метода квадратов давления. Однако метод давлений применим при давлениях выше 3000 пси [20,7 МПа].

Квадратичная форма уравнения псевдодавлений (среднего давления)

Уравнение псевдодавлений записывается в виде:

$$Q_e = \frac{kh(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}{1422T [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s + DQ_e]}.$$

Его также можно представить в более простой форме:

$$\bar{\psi}_r - \psi_{wf} = a_2 Q_e + b_2 Q_e^2, \quad [3.1.34]$$

где:

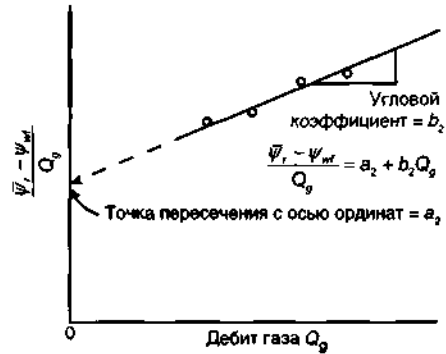


Рис. 3.6. График данных псевдодавления реального газа

$$a_2 = \left(\frac{1422}{kh} \right) \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right]; \quad [3.1.35]$$

$$b_2 = \left(\frac{1422}{kh} \right) D. \quad [3.1.36]$$

Член $a_2 Q_e$ в уравнении 3.1.34 соответствует падению псевдодавления, обусловленного ламинарным течением, а член $b_2 Q_e^2$ учитывает падение псевдодавления, вызванное влиянием инерционно-турбулентного течения.

Формулу 3.1.34 можно упростить, разделив обе части уравнения на Q_e , тогда:

$$\frac{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}}{Q_e} = a_2 + b_2 Q_e. \quad [3.1.37]$$

В приведенном выше уравнении предполагается, что график $(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})/Q_e$ от Q_e в декартовых координатах представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом b_2 и точкой пересечения с осью ординат a_2 , как показано на рис. 3.6.

Зная значения коэффициентов a_2 и b_2 , можно рассчитать дебит газа при любом давлении p_{wf} по формуле:

$$Q_e = \frac{-a_2 + \sqrt{a_2^2 + 4b_2(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}}{2b_2}. \quad [3.1.38]$$

Следует отметить, что метод псевдодавлений является более строгим, чем метод квадратов давлений или метод давлений, и он применим ко всему диапазону давлений.

В следующем подразделе рассматривается испытание противодавлением. Однако этот материал приводится только в виде обзора. Существует ряд превосходных книг перечисленных ниже авторов, в которых подробно рассматриваются вопросы переходного (нестационарного) течения и испытаний скважин:

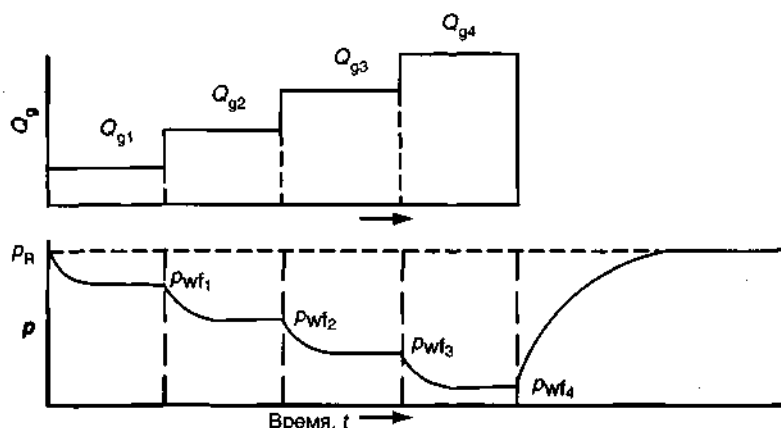


Рис. 3.7. Традиционное испытание противодавлением

- Эрлареп (Earlougher, 1977);
- Мэттьюз и Рассел (Matthews и Russell, 1967);
- Ли (Lee, 1982);
- Canadian Energy Resources Conservation Board (ERCB) (1975).

3.1.3. Испытание противодавлением

Ролинз и Шеллхардт (Rawlins и Schellhardt, 1936) предложили методику испытания газовых скважин путем создания определенного противодавления на устье скважины в НКТ, превышающего атмосферное давление. Этот тип гидродинамических испытаний обычно называют «традиционным испытанием на продуктивность». Необходимая процедура для проведения такого испытания противодавлением состоит из следующих шагов:

Шаг 1. Газовая скважина закрывается на достаточно длительное время, чтобы пластовое давление выровнялось и достигло среднего давления по объему $\bar{p}$.

Шаг 2. Скважина вводится в действие и эксплуатируется с постоянным дебитом Q_{g1} в течение времени, достаточного для стабилизации забойного гидродинамического давления на уровне p_{wf1} , т. е. для достижения псевдостационарного состояния.

Шаг 3. Шаг 2 повторяется при нескольких значениях дебитов, для каждого из которых фиксируется значение стабилизированного забойного гидродинамического давления. Если используется три или четыре значения дебитов, испытания могут называться трех- или четырехточечными гидродинамическими испытаниями.

Данные дебитов и давления для типичного четырехточечного испытания показаны на рис. 3.7. На рисунке показана обычная последовательность изменения (увеличение) дебитов во время испытаний. Также испытания могут проводиться в обратной последовательности.

Опыт показывает, что для большинства скважин обычная последовательность дает лучшие результаты. Наиболее важный фактор, который необходимо учитывать при выполнении обычных испытаний, это — продолжительность периодов снятия данных. Необходимо поддерживать каждый режим достаточно долгое время, чтобы скважина успела стабилизироваться, т. е. достичь псевдостационарного состояния. Псевдостационарное состояние считается достигнутым, когда при постоянном дебите скорость изменения давления от времени, т. е. dp/dt , становится постоянной по всему пласту. Это время стабилизации для скважины, расположенной в центре круговой или квадратичной области дренирования, можно оценить по формуле:

$$t_{\text{pss}} = \frac{15,8 \phi_{gi} c_{gi} A}{k} \quad [3.1.39]$$

с:

$$c_u = S_w c_{w1} + (1 - S_w) c_{g1} + c_f,$$

где:

- t_{pss} — время стабилизации (достижения псевдостационарного состояния), сутки;
- c_{gi} — общий коэффициент сжимаемости при начальном давлении, psi^{-1} ;
- c_{w1} — коэффициент сжимаемости воды при начальном давлении, psi^{-1} ;
- c_f — коэффициент сжимаемости пласта, psi^{-1} ;
- c_{g1} — коэффициент сжимаемости газа при начальном давлении, psi^{-1} ;
- ϕ — пористость, доля единицы;
- μ_g — вязкость газа, сП;
- k — эффективная проницаемость по газу, мД;
- A — площадь области дренирования, фут².

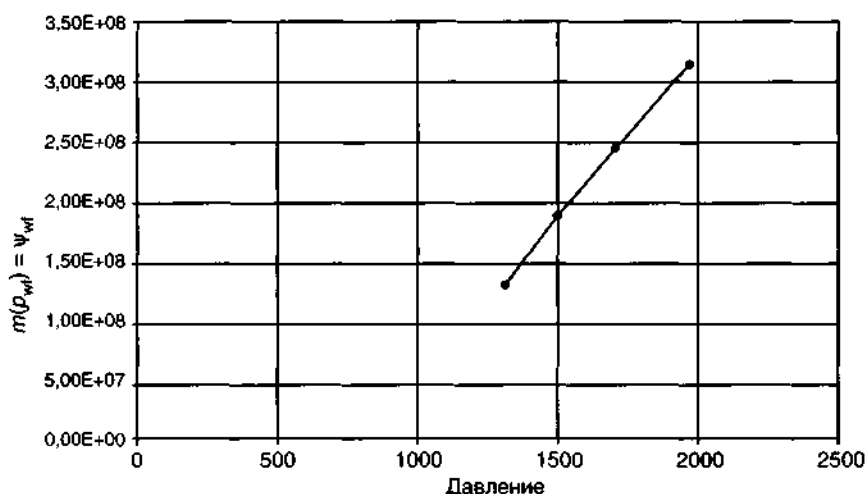


Рис. 3.8. График потенциала реального газа от давления

Чтобы правильно применить формулу 3.1.39, необходимо определить свойства флюида и сжимаемость системы при среднем пластовом давлении. Однако оказалось, что, определив эти параметры при начальном пластовом давлении, можно получить в хорошем приближении первого порядка значение времени, необходимое для достижения псевдостационарного состояния и формирования постоянной области дренирования. Полученные значения забойного гидродинамического давления p_{wf} от дебита Q_g можно проанализировать на графиках нескольких типов, чтобы определить коэффициенты для выбранного гидродинамического уравнения. То есть:

Уравнение противодавления $\log(Q_g)$:

$$= \log(C) + n \log(p_r^2 - p_{wf}^2).$$

Уравнение квадратов давлений:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = a Q_g + b Q_g^2.$$

Уравнение давлений:

$$p_r - p_{wf} / Q_g = a_1 + b_1 Q_g.$$

Уравнение псевдодавления:

$$\bar{\psi}_r - \psi_{wf} = a_2 Q_g + b_2 Q_g^2.$$

Определение коэффициентов эмпирических гидродинамических уравнений на основе данных испытания противодавлением показано в следующем примере.

Пример 3.2. Газовая скважина подверглась традиционному испытанию продуктивности трехточечным методом, начальное среднее пластовое давление составило 1952 пси [13,4 МПа]. Данные, полученные в ходе испытаний, приведены ниже:

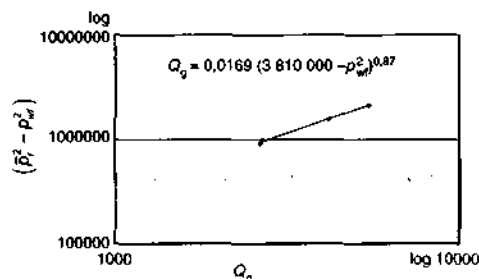


Рис. 3.9. Кривая противодавления

p_{wf} (пси, абс.)	$m(p_{wf}) = \psi_{wf}$ (пси ² /сП)	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)
1952	316×10^6	0
1700	245×10^6	2624,6
1500	191×10^6	4154,7
1300	141×10^6	5425,1

На рис. 3.8 показан график псевдодавления газа ψ от давления. Требуется определить текущую продуктивность скважины следующими методами:

- упрощенное уравнение противодавления;
- методы ламинарного-инерционного-турбулентного (ЛИИТ) течения:
 - метод квадратов давлений, формула 3.1.29;
 - метод давлений, формула 3.1.33;
 - метод псевдодавлений, формула 3.1.26;
- сравнить результаты вычислений.

Решение.

а) Уравнение противодавления:

Шаг 1. Составим следующую таблицу:

p_{wf}	p^2_{wf} (пси ² × 10 ³)	$(p_r - p_{wf})$ (пси × 10 ³)	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)
$\bar{p}_r = 1952$	3810	0	0
1700	2890	920	2624,6
1500	2250	1560	4154,7
1300	1690	2120	5425,1

Шаг 2. Построим двойной логарифмический график $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ от Q_g , как показано на рис. 3.9. Проведем через точки линию наилучшего соответствия.

Шаг 3. Выберем на прямой любые две точки и рассчитаем показатель степени n , подставив их координаты в формулу 3.1.22:

$$n = \frac{\log(Q_{g1}) - \log(Q_{g2})}{\log(\Delta p_1^2) - \log(\Delta p_2^2)} = \frac{\log(4000) - \log(1800)}{\log(1500) - \log(600)} = 0,87.$$

Шаг 4. Определим коэффициент продуктивности C , подставив в формулу 3.1.23 координаты любой точки, принадлежащей прямой:

$$C = \frac{Q_g}{(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n} = \frac{1800}{(600000)^{0,87}} = 0,0169$$

Шаг 5. Тогда формула противодавления будет выглядеть, как:

$$Q_g = 0,0169(3810000 - p_{wf}^2)^{0,87}.$$

Шаг 6. Принимая различные значения p_{wf} и рассчитывая соответствующие значения Q_g , построить кривую продуктивности скважины:

p_{wf}	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)
1952	0
1800	1720
1600	3406
1000	6891
500	8465
0	8980

где максимально возможный дебит скважины $AOF = (Q_g)_{\max} = 8980$ тыс. ст. фут³/сут.

б) Метод ЛИТ:

(i) Метод квадратов давлений:

Шаг 1. Составим следующую таблицу.

p_{wf}	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ (пси ² × 10 ³)	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)/Q_g$
$\bar{p}_r = 1952$	0	0	—
1700	920	2624,6	351
1500	1560	4154,7	375
1300	2120	5425,1	391

Шаг 2. Построим график $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)/Q_g$ от Q_g в декартовых координатах и проведем линию наилучшего соответствия, как показано на рис. 3.10.

Шаг 3. Определим угловой коэффициент прямой и точку ее пересечения с осью ординат:

точка пересечения с осью ординат $a = 318$; угловой коэффициент $b = 0,01333$.

Шаг 4. Квадратичная форма уравнения квадратов давления представлена выражением 3.1.24:

$$\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 = aQ_g + bQ_g^2, \\ (3\ 810\ 000 - p_{wf}^2) = 318Q_g + 0,01333Q_g^2.$$

Шаг 5. Принимая различные значения p_{wf} и рассчитывая соответствующие значения Q_g по формуле 3.1.28, построим кривую продуктивности скважины.

p_{wf}	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ (пси ² × 10 ³)	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)
1952	0	0
1800	570	1675
1600	1250	3436
1000	2810	6862
500	3560	8304
0	3810	8763 = AOF = $(Q_g)_{\max}$

(ii) Метод давлений:

Шаг 1. Составим следующую таблицу.

p_{wf}	$(\bar{p}_r - p_{wf})$	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)	$\frac{\bar{p}_r - p_{wf}}{Q_g}$
$\bar{p}_r = 1952$	0	0	—
1700	252	262,6	0,090
1500	452	4154,7	0,109
1300	652	5425,1	0,120

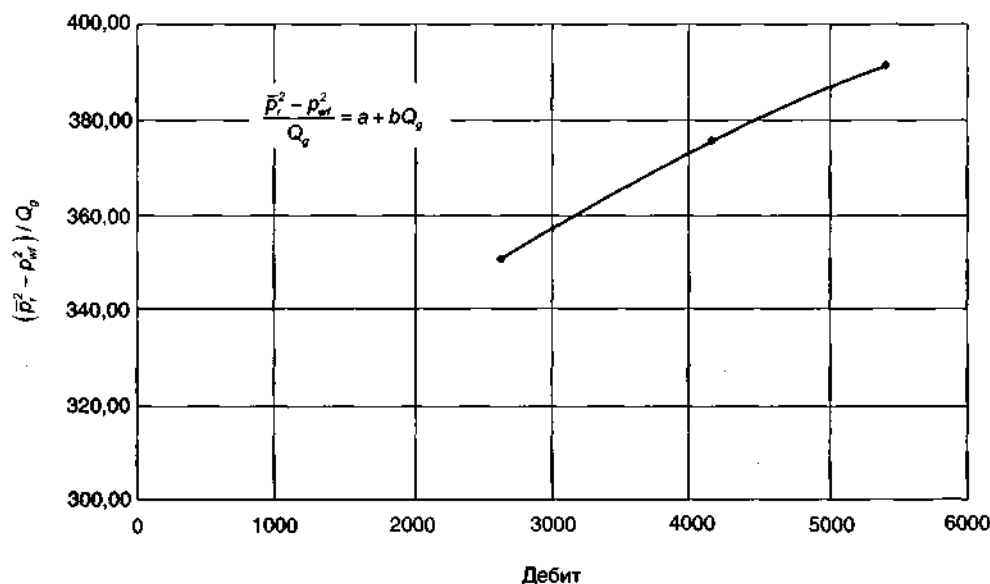


Рис. 3.10. Метод квадратов давления

Шаг 2. Построим график $(\bar{p}_r - p_{wf})/Q_g$ от Q_g в декартовых координатах, как показано на рис. 3.11. Проведем прямую наилучшего соответствия и определим угловой коэффициент прямой и точку ее пересечения с осью ординат:

точка пересечения с осью ординат $a_1 = 0,06$;
угловой коэффициент $b_1 = 1,111 \times 10^{-5}$.

Шаг 3. Тогда уравнение метода давлений в квадратичной форме будет выглядеть следующим образом:

$$\bar{p}_r - p_{wf} = a_1 Q_g + b_1 Q_g^2,$$

или:

$$(1952 - p_{wf}) = 0,06 Q_g + (1,111 \times 10^{-5}) Q_g^2.$$

Шаг 4. По формуле 3.1.33 построим кривую продуктивности скважины.

p_{wf}	$(\bar{p}_r - p_{wf})$	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)
1952	0	0
1800	152	1879
1600	352	3543
1000	952	6942
500	1452	9046
0	1952	10827

(iii) Метод псевдадавлений:

Шаг 1. Составим следующую таблицу.

p_{wf}	ψ (пси ² /сП)	$(\psi_r - \psi_{wf})$	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)	$\frac{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}}{Q_g}$
$\bar{p}_r = 1952$	316×10^6	0	0	-
1700	245×10^6	71×10^6	262,6	$27,05 \times 10^3$
1500	191×10^6	125×10^6	4154,7	$30,09 \times 10^3$
1300	141×10^6	175×10^6	5425,1	$32,26 \times 10^3$

Шаг 2. Построим график $(\bar{p}_r - p_{wf})/Q_g$ от Q_g в декартовых координатах, как показано на рис. 3.12, и определим точку его пересечения с осью ординат a_2 и угловой коэффициент b_2 :

$$a_2 \approx 22,28 \times 10^3;$$

$$b_2 \approx 1,727.$$

Шаг 3. Уравнение метода псевдадавлений газа в квадратичной форме будет представлено формулой 3.1.34:

$$\bar{\psi}_r - \psi_{wf} = a_2 Q_g + b_2 Q_g^2;$$

$$(316 \times 10^6 - \psi_{wf}) = 22,28 \times 10^3 Q_g + 1,727 Q_g^2.$$

Шаг 4. Принимая различные значения p_{wf} и рассчитывая соответствующие значения Q_g ,

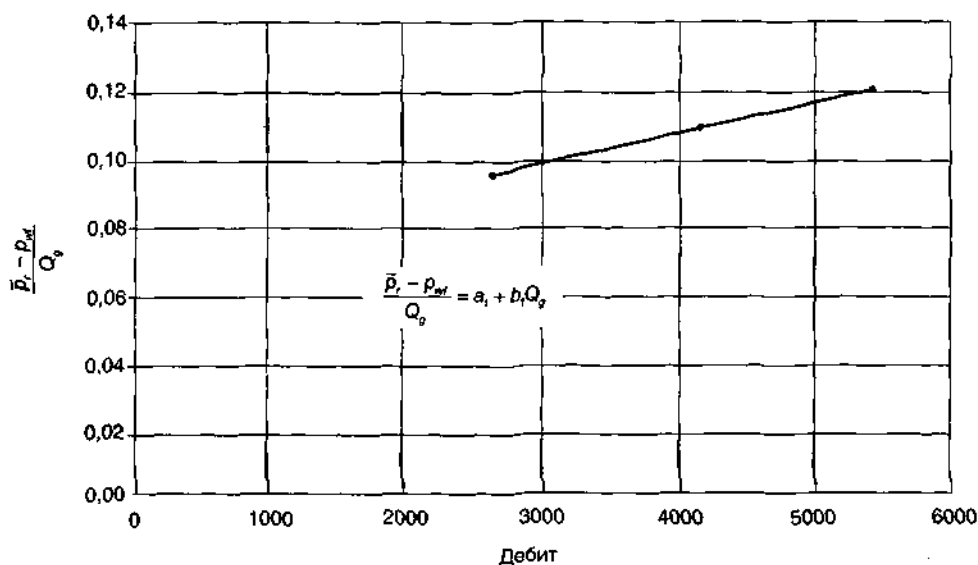


Рис. 3.11. Метод давлений

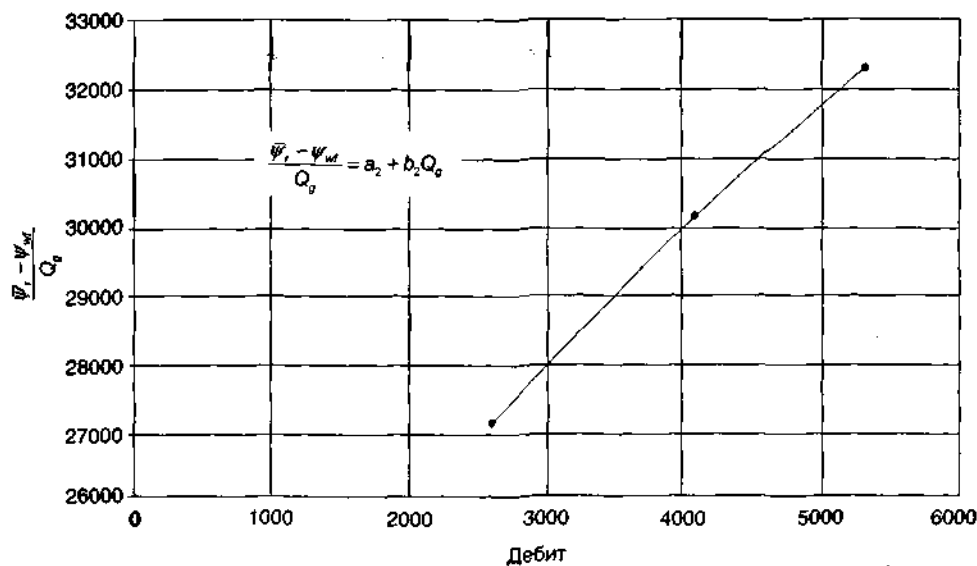


Рис. 3.12. Метод псевдадавлений

т. е. ψ_{wf} , по формуле 3.1.38, построим кривую продуктивности скважины.

p_{wf}	$m(p)$ или ψ	$\bar{\psi}_r - \psi_{wf}$	Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)
1952	316×10^6	0	0

1800	270×10^6	46×10^6	1794
1600	215×10^6	101×10^6	3503
1000	100×10^6	216×10^6	6331
500	40×10^6	276×10^6	7574
0	0	316×10^6	$8342 = AOF(Q_{g,max})$

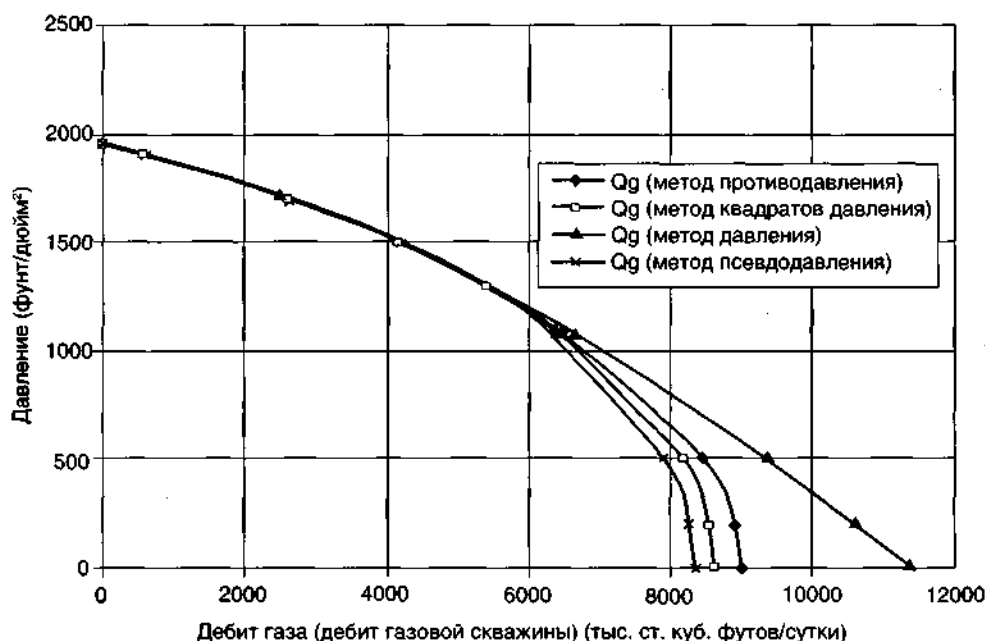


Рис. 3.13. Кривые продуктивности скважины, полученные различными методами

(в) Сравним дебиты газа, полученные путем расчета четырьмя различными методами. Результаты расчетов данных продуктивности скважины приведены ниже в таблице:

Дебит газа (дебит газовой скважины) (тыс. ст. фут³/сут.)				
Давле- ние	Проти- водавле- ние	Метод p^2	Метод p	Метод ψ
1952	0	0	0	0
1800	1720	1675	1879	1811
1600	3406	3436	3543	3554
1000	6891	6862	6942	6460
500	8465	8304	9046	7742
0	8980	8763	10827	8536
	6,0 %	5,4 %	11 %	—

Поскольку обработка методом псевдодавлений считается более строгим и точным по сравнению с тремя другими методами, точность каждого метода при прогнозировании дебита скважины сравнивается с точностью метода псевдодавлений ψ . На рис. 3.13 в графической форме представлен сравнительный анализ дебита, рассчитанного каждым из трех методов, с данными метода псевдодавлений ψ . Анализ результатов показывает, что абсолютная средняя погрешность дебита скважины, рассчитан-

ного по формуле квадратов давления, составляет 5,4 %, тогда как аналогичные показатели для уравнения противодавления и метода давления составляют 6 и 11 %, соответственно.

Следует отметить, что метод давлений ограничен только давлениями выше 3000 пси [20,7 МПа].

3.1.4. Прогнозирование взаимосвязей между забойным давлением в скважине и ее общим дебитом

После испытания скважины и получения соответствующей формулы продуктивности или уравнения взаимосвязи между забойным давлением в скважине и ее общим дебитом можно рассчитать дебит как функцию среднего пластового давления. Считается, что изменение пластового давления $\bar{p}$ оказывает наибольшее воздействие на вязкость μ_g и коэффициент сжимаемости газа Z .

Пусть текущее среднее пластовое давление равно $\bar{p}_{1i}$, при этом вязкость газа равна μ_{g1} , а коэффициент сжимаемости газа — Z_1 . При выбранном значении среднего пластового давления $\bar{p}_{2i}$ газ имеет характеристики μ_{g2} и Z_2 . Чтобы аппроксимировать влияние изменения пластового давления с $\bar{p}_{1i}$ до $\bar{p}_{2i}$ на коэффициенты уравнения продуктивности, рекомендуется использовать следующую методику.

Уравнение противодавления

Повторно рассмотрим уравнение противодавления:

$$Q_g = C[\bar{p}_r^2 - \bar{p}_{wi}^2] \Gamma,$$

где коэффициент C связан с характеристиками газа и пласта следующим соотношением:

$$C = \frac{kh}{1422T(\mu_g Z)_{avg} [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]}.$$

Коэффициент производительности C считается зависящим от давления параметром, и его следует корректировать при каждом изменении пластового давления. Пусть пластовое давление уменьшилось с $\bar{p}_{r1}$ до $\bar{p}_{r2}$, чтобы учесть падение давления, можно изменить коэффициент производительности при $\bar{p}_1$ с помощью следующего простого соотношения.

$$C_2 = C_1 \left[\frac{\mu_{g1} Z_1}{\mu_{g2} Z_2} \right]. \quad [3.1.40]$$

Величина n считается практически постоянной. Индексы 1 и 2 соответствуют свойствам при $\bar{p}_{r1}$ и $\bar{p}_{r2}$.

Методы ЛИТ

Коэффициент ламинарного течения a и коэффициент инерционно-турбулентного течения b , которые использовались во всех предыдущих методиках ЛИТ, т. е. в формулах 3.1.24, 3.1.29 и 3.1.34, изменены с использованием следующих простых соотношений:

Метод квадратов давления

Уравнение квадратов давления записывается в форме:

$$\bar{p}_r^2 - \bar{p}_{wi}^2 = aQ_g + bQ_g^2.$$

Коэффициенты в приведенном выше уравнении определяются по формуле:

$$a = \left(\frac{1422T\mu_g Z}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right];$$

$$b = \left(\frac{1422T\mu_g Z}{kh} \right) D.$$

Очевидно, что коэффициенты a и b зависят от давления и, следовательно, подлежат коррекции при изменении пластового давления от $\bar{p}_{r1}$ до $\bar{p}_{r2}$. Для коррекции коэффициентов предлагаются следующие соотношения:

$$a_2 = a_1 \left[\frac{\mu_{g2} Z_2}{\mu_{g1} Z_1} \right]; \quad [3.1.41]$$

$$b_2 = b_1 \left[\frac{\mu_{g2} Z_2}{\mu_{g1} Z_1} \right], \quad [3.1.42]$$

где индексы 1 и 2 соответствуют условиям при пластовых давлениях $\bar{p}_{r1}$ и $\bar{p}_{r2}$, соответственно.

Метод давлений

Уравнение давлений для расчета дебита газовой скважины записывается в следующем виде:

$$\bar{p}_r - \bar{p}_{wi} = a_1 Q_g + b_1 Q_g^2$$

с:

$$a_1 = \frac{141,2(10^{-3}) (\mu_g B_g)}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right];$$

$$b_1 = \left[\frac{141,2(10^{-3}) (\mu_g B_g)}{kh} \right] D.$$

Рекомендуемая методика коррекции коэффициентов a и b основана на применении двух следующих простых соотношений:

$$a_2 = a_1 \left[\frac{\mu_{g2} B_{g2}}{\mu_{g1} B_{g1}} \right]; \quad [3.1.43]$$

$$b_2 = b_1 \left[\frac{\mu_{g2} B_{g2}}{\mu_{g1} B_{g1}} \right], \quad [3.1.44]$$

где B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³.

Метод псевдодавления

Повторно рассмотрим уравнение псевдодавления:

$$\bar{\psi}_r - \bar{\psi}_{wi} = a_2 Q_g + b_2 Q_g^2.$$

Коэффициенты описываются следующими соотношениями:

$$a_2 = \left(\frac{1422}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right];$$

$$b_2 = \left(\frac{1422}{kh} \right) D.$$

Обратите внимание, что коэффициенты a и b метода псевдодавления практически не зависят от пластового давления и могут считаться константами.

Пример 3.3. Помимо исходных данных, представленных в примере 3.2, имеется следующая информация:

- $(\mu_g Z) = 0,01206$ при 1952 пси [13,4 МПа];
- $(\mu_g Z) = 0,01180$ при 1700 пси [11,7 МПа].

С помощью следующих методов:

- а) уравнение противодавления,
- б) уравнение квадратов давления и
- в) уравнение псевдодавления

построить кривую продуктивности скважины при падении пластового давления с 1952 до 1700 пси [с 13,4 до 11,7 МПа].

Решение.

Шаг 1. Скорректируем коэффициенты a и b в каждом из уравнений.

- Для уравнения противодавления: изменим C по формуле 3.1.40:

$$C_2 = C_1 \left[\frac{\mu_{g1} Z_1}{\mu_{g2} Z_2} \right],$$

$$C = 0,0169 \left(\frac{0,01206}{0,01180} \right) = 0,01727,$$

и, следовательно, прогнозируемый дебит газовой скважины выражается, как:

$$Q_g = 0,01727 (1700^2 - p_{wf}^2)^{0,87}.$$

- Метод квадратов давлений: изменим коэффициенты a и b по формулам 3.1.41 и 3.1.42:

$$a_2 = a_1 \left[\frac{\mu_{g2} B_{g2}}{\mu_{g1} B_{g1}} \right];$$

$$a = 318 \left(\frac{0,01180}{0,01206} \right) = 311,14;$$

$$b_2 = b_1 \left[\frac{\mu_{g2} B_{g2}}{\mu_{g1} B_{g1}} \right];$$

$$b = 0,01333 \left(\frac{0,01180}{0,01206} \right) = 0,01304;$$

$$(1700^2 - p_{wf}^2) = 311,14 Q_g + 0,01304 Q_g^2.$$

- Метод псевдодавлений: коррекция не требуется, поскольку коэффициенты не зависят от давления:

$$245 \times 10^6 - \psi_{wf} = 22,28 \times 10^3 Q_g + 1,727 Q_g^2.$$

Шаг 2. Построим кривую продуктивности скважины:

Дебит газа (дебит газовой скважины) Q_g
(тыс. ст. фут³/сут.)

p_{wf}	Противодавление	Метод p^2	Метод ψ
$\bar{p} = 1700$	0	0	0
1600	1092	1017	1229
1000	4987	5019	4755
500	6669	6638	6211
0	7216	7147	7095

На рис. 3.14 в графической форме представлен сравнительный анализ дебита, рассчитанного каждым из трех методов.

Следует отметить, что все виды испытаний скважин и расчеты зависимости между забойным давлением в газовой скважине и ее общим дебитом, которые обсуждались ранее, предназначены для оценки способности пласта к отдаче газа в ствол скважины при определенном среднем пластовом давлении $\bar{p}$ и забойном гидродинамическом давлении p_{wf} . Объем газа, который фактически извлекается на поверхность, также зависит от устьевого давления скважины p_i и падения давления между забоем и устьем скважины, обусловленным массой столба газа и потерями на трение в НКТ. Каллендер и Смит (Cullender и Smith, 1956) описали падение давления следующим выражением:

$$p_{wf}^2 = e^s p_i^2 + \frac{L}{H} (F_r Q_g \bar{T} Z)^2 (e^s - 1)$$

с:

$$S = \frac{0,0375 \gamma_g H}{\bar{T} Z};$$

$$F_r = \frac{0,004362}{d^{0,224}} \quad \text{при } d \leq 4,277 \text{ дюймов};$$

$$F_r = \frac{0,004007}{d^{0,164}} \quad \text{при } d > 4,277 \text{ дюймов},$$

где:

p_{wf} — забойное гидродинамическое давление, пси;

p_i — устьевое давление, пси;

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;

L — фактическая длина НКТ, фут;

H — глубина скважины по вертикали до средней точки перфорации, фут;

$\bar{T}$ — среднеарифметическая температура, т. е. $(T_i + T_w)/2$, °R;

T_i — температура в устье скважины, °R;

T_w — температура в стволе скважины, °R;

Z — коэффициент сжимаемости газа при среднеарифметическом давлении, т. е. $(p_i + p_{wf})/2$;

F_r — коэффициент трения для внутреннего диаметра НКТ;

d — внутренний диаметр НКТ, дюймы;

γ_g — удельная масса газа.

Уравнение Каллендера и Смита (Cullender и Smith) можно объединить с уравнением противодавления, решив оба выражения относительно дебита газа Q_g , тогда получим:

$$\frac{p_{wf}^2 - e^s p_i^2}{\frac{L}{H} (F_r \bar{T} Z)^2 (e^s - 1)} = C (p_i^2 - p_{wf}^2)^{2n}.$$

Это уравнение можно решить итерационным методом, определив p_{wf} , удовлетворяющее равенству. Затем на основе полученного значения p_{wf} можно установить продуктивность газовой скважины.

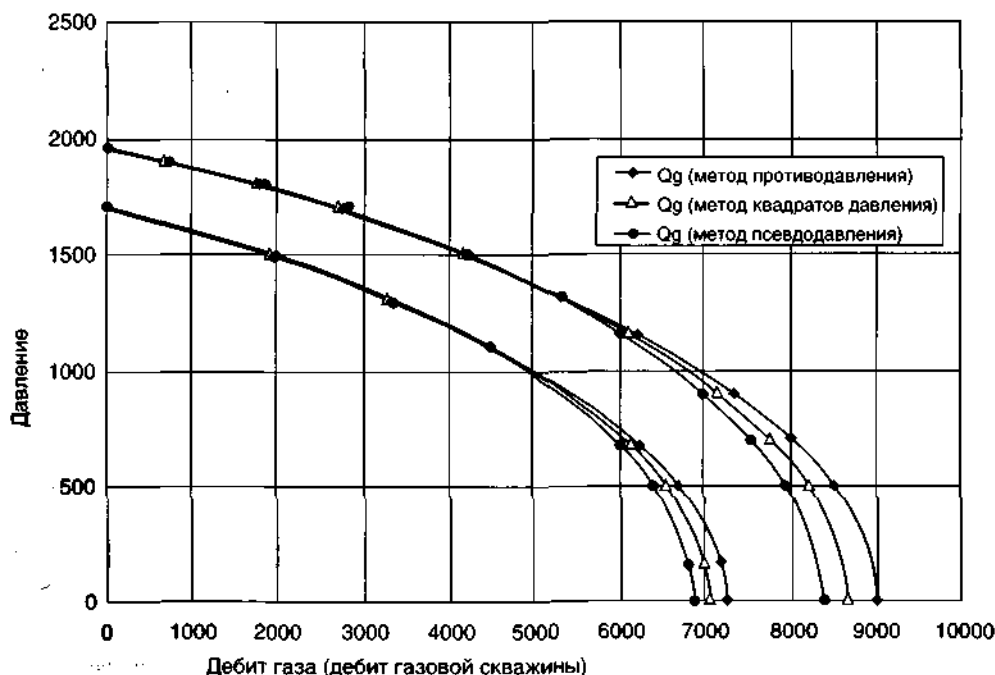


Рис. 3.14. Сравнительный анализ значений дебита скважины

3.2. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин

Большинство газовых залежей с низкой проницаемостью исторически считались нерентабельными в связи с низкими значениями дебита. Чтобы добиться экономически выгодного дебита, большинство вертикальных скважин, пробуренных в газовых коллекторах с низкой проницаемостью, подвергается гидроразрыву или кислотной обработке. Кроме того, для эффективной разработки газовых коллекторов с низкой проницаемостью необходимо бурить вертикальные скважины близко друг к другу. При этом требуется большое число вертикальных скважин. В таких пластах горизонтальные скважины представляют собой привлекательную альтернативу для эффективной разработки газовых коллекторов с низкой проницаемостью и для достижения высоких значений дебита. Джоши (Joshi, 1991) показал, что горизонтальные скважины применимы в залежах как с низкой, так и с высокой проницаемостью. В своем превосходном учебнике Джоши (Joshi, 1991) привел всеобъемлющий анализ эксплуатации горизонтальных скважин в нефтяных и газовых коллекторах.

При расчете дебита горизонтальной газовой скважины Джоши (Joshi, 1991) ввел в уравнение потока газа понятие эффективного радиуса ствола скважины r_w . Эффективный радиус ствола скважины определяется следующим выражением:

$$r_w^* = \frac{r_{eh}(L/2)}{a \left[1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2} \right] \left[h / (2r_w) \right]^{1/2}} \quad [3.2.1]$$

с:

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0,5} \quad [3.2.2]$$

и:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43\,560\,A}{\pi}}, \quad [3.2.3]$$

где:

- L — длина горизонтальной скважины, фут;
- h — толщина, фут;
- r_w — радиус ствола скважины, фут;
- r_{eh} — радиус области дренирования горизонтальной скважины, фут;
- a — большая полуось эллипса области дренирования, фут;
- A — площадь области дренирования горизонтальной скважины, акр.

Для псевдостационарного течения Джоши (Joshi, 1991) представил уравнение Дарси для ламинарного течения в следующих двух знаковых формах:

1) Форма квадратов давлений:

$$Q_g = \frac{kh \left(\frac{p_r^2}{p_w^2} - \frac{p_r^2}{p_w^2} \right)}{1422T(\mu_g Z)_{avg} \left[\ln(r_{ch}/r_w) - 0,75 + s \right]}, \quad [3.2.4]$$

где:

Q_g — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
 s — скин-фактор;
 k — проницаемость, мД;
 T — температура, R.

2) Форма псевдодавлений:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{\psi}_r - \psi_{wi})}{1422T \left[\ln(r_{ch}/r_w) - 0,75 + s \right]}. \quad [3.2.5]$$

Пример 3.4. Горизонтальная газовая скважина длиной 2000 фут [610 м] эксплуатируется в области дренирования площадью примерно 120 акр [0,48 км²]. Имеются также следующие дополнительные данные.

$$\begin{aligned} \bar{p}_r &= 2000 & \bar{\psi}_r &= 340 \times 10^6 \\ p_{wf} &= 1200 & \psi_{wi} &= 128 \times 10^6 \\ (\mu_g Z)_{avg} &= 0,011826; & r_w &= 0,3 \text{ фут}; & s &= 0,5; \\ h &= 20 \text{ фут}; & T &= 180^\circ \text{F}; & k &= 1,5 \text{ мД}. \end{aligned}$$

Допустим, установилось псевдостационарное течение, рассчитать дебит газовой скважины методами квадратов давления и псевдодавления.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем радиус области дренирования горизонтальной скважины:

$$r_{ch} = \sqrt{\frac{(43560)(120)}{\pi}} = 1290 \text{ фут.}$$

Шаг 2. Рассчитаем большую полуось эллипса области дренирования по формуле 3.2.2:

$$a = \left[\frac{2000}{2} \right] \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left[\frac{(2)(1290)^4}{2000} \right]^{0,5}} \right] = 1495,8.$$

Шаг 3. Рассчитаем эффективный радиус ствола скважины r_w^* по формуле 3.2.1:

$$\begin{aligned} (h/2r_w)^{1/4} &= \left[\frac{20}{(2)(0,3)} \right]^{1/4} = 1,0357; \\ 1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a} \right)^2} &= 1 + \sqrt{1 - \left(\frac{2000}{2(1495,8)} \right)^2} = 1,7437. \end{aligned}$$

Применив формулу 3.2.1, получим:

$$r_w^* = \frac{1290(2000/2)}{1495,8(1,7437)(1,0357)} = 477,54 \text{ фут.}$$

Шаг 4. Рассчитаем дебит методом аппроксимации квадратов давления по формуле 3.2.4:

$$Q_g = \frac{(1,5)(20)(2000^2 - 1200^2)}{(1422)(640)(0,011826) \left[\ln(1290/477,54) - 0,75 + 0,5 \right]} = 9594 \text{ тыс. ст. фут}^3/\text{сут.}$$

Шаг 5. Рассчитаем дебит методом ψ по формуле 3.2.5:

$$Q_g = \frac{(1,5)(20)(340 - 128)(10^6)}{(1422)(640) \left[\ln(1290/477,54) - 0,75 + 0,5 \right]} = 9396 \text{ тыс. ст. фут}^3/\text{сут.}$$

Для турбулентного потока уравнение Дарси необходимо изменить, введя зависящий от скорости скин-фактор DQ_g , учитывающий дополнительное давление, обусловленное течением, не подчиняющимся закону Дарси. На практике уравнение противодавления и метод ЛИТ используются для расчета дебита и построения кривой продуктивности для горизонтальной скважины. На горизонтальных скважинах необходимо провести испытания на установившихся режимах, т. е. испытания продуктивности, для определения коэффициентов выбранного уравнения потока.

3.3. Уравнение материального баланса для традиционных и нетрадиционных газовых залежей

Газовыми залежами называют пласты, которые содержат углеводороды только в форме свободного газа. Такие залежи могут включать смесь углеводородных компонентов, существующих исключительно в газообразном состоянии. В зависимости от состава газовой смеси, а также давления и температуры залежи, такая смесь может включать «сухой», «влажный» газ или газ, насыщенный конденсатом.

Газовые залежи могут характеризоваться притоком воды из приграничного (смежного) водоносного горизонта или могут быть замкнутыми (т. е. не иметь притока воды).

В большинстве расчетов, выполняющихся в газодобыче, используется объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g и коэффициент расширения газа E_g .

• Объемный коэффициент газа в пластовых условиях B_g определяется как отношение объема, занимаемого h молями газа при определенных значениях давления p и температуры T , к объему, занимаемому газом в стандартных условиях. Применив уравнение реального газа к обоим состояниям, получим:

$$B_g = \frac{p_s Z T}{T_s p} = 0,02827 \frac{Z T}{p} \quad [3.3.1]$$

Выразив B_g в барр./ст. фут³, получим:

$$B_g = \frac{P_{sc}}{5,616 T_{sc}} \frac{ZT}{P} = 0,00504 \frac{ZT}{P}$$

- Коэффициент расширения газа представляет собой величину, обратную B_g , или:

$$E_g = \frac{1}{B_g} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \frac{P}{ZT} = 35,37 \frac{P}{ZT} \quad [3.3.2]$$

Выразив E_g в ст. фут³/барр., получим:

$$E_g = \frac{5,615 T_{sc}}{P_{sc}} \frac{P}{ZT} = 198,6 \frac{P}{ZT}$$

Одной из основных операций при разведочных работах на газовом месторождении является определение начальных геологических запасов газа G . В газодобыче наиболее часто используют два метода подсчета запасов газа:

- 1) объемный метод;
- 2) метод материального баланса.

3.3.1. Объемный метод

Для расчета объема пор (PV) газовой залежи, помимо прочих, используются следующие данные: каротажные диаграммы, данные анализа керна, забойное давление (ВНР), информация о пробках флюида и данные испытания скважины. Эти данные обычно используются для составления различных структурных карт. Такие структурные карты и карты стратиграфических разрезов помогают установить площадное распространение коллекторов и выявить такие неоднородности, как выклинивания, непроницаемые сбросы и поверхности контакта органика-вода. Структурно-геологические карты обычно составляются для известных или маркирующих залежей и представляют собой систему линий, соединяющих точки, находящиеся на равных отметках и, следовательно, отображающих геологическую структуру. Изопахические структурные карты представляют собой сеть линий, соединяющих точки газовой залежи с равной мощностью. С помощью этих карт можно рассчитать объем пор залежи путем планиметрирования участков между изопахическими линиями и использованием методик приближенного вычисления объема, таких как пирамидальные или трапециидальные аппроксимации.

Объемное уравнение удобно использовать для оценки запасов газа в пласте на любой стадии эксплуатации. На стадии освоения, когда границы залежи еще точно не определены, геологические запасы газа удобно рассчитывать на акрофут общего объема пласта. Произведение этой единичной величины на наиболее достоверное расчетное значение общего объема пласта дает геологические запасы газа на рассматриваемом продуктивном участке или залежи. Впоследствии, после определения объема

залежи и ее эксплуатационных характеристик, эти расчеты являются ценным инструментом для проверки значений геологических запасов газа, полученных на основе материального баланса. Геологические запасы газа рассчитываются по следующей формуле:

$$G = \frac{43\,560 Ah\phi(1-S_{wi})}{B_g} \quad [3.3.3]$$

с:

$$B_{gi} = 0,02827 \frac{Z_i T}{P_i} \text{ фут}^3/\text{ст. куб. фут},$$

где:

- G — геологические запасы газа, ст. фут³;
- A — площадь залежи, акр;
- h — средняя толщина пласта, фут;
- ϕ — пористость;
- S_{wi} — водонасыщенность;
- B_{gi} — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при начальном давлении P_i , фут³/ст. фут³.

Это уравнение можно применять как при начальном давлении P_i , так и при пониженном давлении P для расчета суммарной добычи газа G_p :

Объем добычи газа — начальные геологические запасы газа — оставшийся объем газа

$$G_p = \frac{43\,560 Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{43\,560 Ah\phi(1-S_{wi})}{B_g}$$

или

$$G_p = 43\,560 Ah\phi(1-S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right)$$

Преобразовав, получим:

$$\frac{1}{B_g} = \frac{1}{B_{gi}} - \left[\frac{1}{43\,560 Ah\phi(1-S_{wi})} \right] G_p$$

С учетом определения коэффициента расширения газа E_g , т. е. $E_g = 1/B_g$, приведенное выше уравнение материального баланса можно записать, как:

$$E_g = E_{gi} - \left[\frac{1}{43\,560 Ah\phi(1-S_{wi})} \right] G_p$$

или:

$$E_g = E_{gi} - \left[\frac{1}{(PV)(1-S_{wi})} \right] G_p$$

Из этого соотношения видно, что график E_g от G_p представляет собой прямую линию, пересекающуюся с осью x в точке E_{gi} и с осью y — в точке, соответствующей начальным геологическим

запасам газа. Обратите внимание, что при $p=0$ коэффициент расширения газа также становится равным нулю, т. е. $E_g=0$, и в этом случае приведенное выше выражение примет вид:

$$G_p = (\text{объем пор})(1 - S_{wi})E_{gi} = G.$$

Аналогичный подход к расчетам извлекаемого газа можно применить как к расчету начальных запасов, так и к запасам при забрасывании залежи (прекращении разработки).

Применив формулу 3.3.3 к приведенному выше выражению, получим:

$$G_p = \frac{43\,560\,Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{43\,560\,Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gs}},$$

или:

$$G_p = 43\,560\,Ah\phi(1 - S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{gs}} \right) \quad [3.3.4]$$

где B_{gs} — объемный коэффициент, рассчитанный при давлении забрасывания залежи. Применение объемного метода предполагает, что объем пор, занимаемый газом, остается постоянным. В случае притока воды изменяются значения A , h и S_{wi} .

Пример 3.5. Газовая залежь имеет следующие характеристики:

$A=3000$ акр; $h=30$ фут; $\phi=0,15$; $S_{wi}=20\%$;

$T=150^\circ\text{F}$; $p_i=2600$ пси, $Z_i=0,82$.

p	Z
2600	0,82
1000	0,88
400	0,92

Требуется рассчитать суммарную добычу газа и коэффициент извлечения при давлениях 1000 и 400 пси [6,9 и 2,8 МПа].

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем объем пор (PV) залежи:

$$\begin{aligned} PV &= 43\,560\,Ah\phi = \\ &= 43\,560(3000)(30)(0,15) = 588,06 \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем B_g при заданных значениях давления по формуле 3.3.1:

$$B_g = 0,02827 \frac{ZT}{p}$$

p	Z	B_g (фут ³ /ст. фут ³)
2600	0,82	0,0054
1000	0,88	0,0152
400	0,92	0,0397

Шаг 3. Рассчитаем начальные геологические запасы газа при давлении 2600 пси [18,1 МПа]:

$$\begin{aligned} G &= \frac{43\,560\,Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} = \frac{(PV)(1 - S_{wi})}{B_{gi}} = \\ &= 588,06(10^6)(1 - 0,2) / 0,0054 = 87,12 \end{aligned}$$

Шаг 4. Поскольку пласт считается замкнутым, рассчитаем объем оставшегося газа при давлениях 1000 и 400 пси [6,9 и 2,8 МПа]. Объем оставшегося газа при давлении 1000 пси [6,9 МПа]:

$$\begin{aligned} G_{(1000\text{ psi})} &= \frac{(PV)(1 - S_{wi})}{(B_g)_{(1000\text{ psi})}} = \\ &= 588,06(10^6)(1 - 0,2) / 0,0152 = \\ &= 30,95 \text{ млрд ст. фут}^3 \end{aligned}$$

Объем оставшегося газа при давлении 400 пси [2,8 МПа]:

$$\begin{aligned} G_{(400\text{ psi})} &= \frac{(PV)(1 - S_{wi})}{(B_g)_{(400\text{ psi})}} = \\ &= 588,06(10^6)(1 - 0,2) / 0,0397 = \\ &= 11,95 \text{ млрд ст. фут}^3 \end{aligned}$$

Шаг 5. Рассчитаем суммарную добычу газа G_p и коэффициент извлечения RF при давлениях 1000 и 400 пси [6,9 и 2,8 МПа].

При давлении 1000 пси [6,9 МПа]:

$$\begin{aligned} G_p &= (G - G_{(1000\text{ psi})}) = (87,12 - 30,95) \times 10^9 = \\ &= 56,17 \end{aligned}$$

$$RF = \frac{56,17 \times 10^9}{87,12 \times 10^9} = 64,5\%.$$

При давлении 400 пси [2,8 МПа]:

$$\begin{aligned} G_p &= (G - G_{(400\text{ psi})}) = (87,12 - 11,95) \times 10^9 = \\ &= 75,17 \text{ млрд ст. фут}^3 \end{aligned}$$

$$RF = \frac{75,17 \times 10^9}{87,12 \times 10^9} = 86,3\%.$$

Коэффициенты извлечения для замкнутых газовых пластов варьируются в диапазоне 80—90 %. При наличии сильного подпора воды часть газа под повышенным давлением может оставаться зашамленной в ловушках, что существенно снижает коэффициент извлечения (до 50—80 %).

3.3.2. Метод материального баланса

Материальный баланс представляет собой один из наиболее фундаментальных инструментов, используемых при разработке месторождений. Плетчер (Pletcher, 2000) представил велико-

леникую публикацию, в которой привел различные формы уравнения материального баланса и описал некоторые процедуры, способствующие более точному прогнозированию балансовых запасов газа. Если имеется достаточно информации об изменении пластового давления в ходе добычи газа, т. е.:

- суммарная добыча газа G_p как функции от давления,
- свойства газа как функции от давления при пластовой температуре,
- и начальном пластовом давлении p_i ,

балансовые запасы газа можно рассчитать, даже не зная площадного распространения залежи или площади области дренирования скважины A , толщины h , пористости ϕ или водонасыщенности S_w . Для этого необходимо составить уравнение массового или мольного баланса по газу:

$$n_p = n_i - n_f, \quad [3.3.5]$$

где:

- n_p — число моль добытого газа;
- n_i — число моль газа, изначально содержащихся в пласте;
- n_f — число моль газа, оставшихся в пласте.

Если рассматривать газовую залежь как идеализированную емкость с газом, что схематично показано на рис. 3.15, моли газа в формуле 3.3.5 можно заменить их эквивалентами в соответствии с уравнением состояния реального газа:

$$\begin{aligned} n_p &= \frac{p_{sc} G_p}{Z_{sc} R T_{sc}}; \\ n_i &= \frac{p_i V}{Z_i R T_i}; \\ n_f &= \frac{p [V - (W_e - B_w W_p)]}{Z R T}. \end{aligned}$$

Подставив три вышеприведенные соотношения в формулу 3.3.5 и зная $Z_{sc} = 1$, получим:

$$\frac{p_{sc} G_p}{R T_{sc}} = \frac{p_i V}{Z_i R T_i} - \frac{p [V - (W_e - B_w W_p)]}{Z R T}, \quad [3.3.6]$$

где:

- p_i — начальное пластовое давление;
- G_p — суммарная добыча газа, ст. фут³;
- p — текущее пластовое давление;
- V — исходный объем газа, фут³;
- Z_i — коэффициент сжимаемости газа при p_i ;
- Z — коэффициент сжимаемости газа при давлении p ;
- T — температура, R;
- W_e — суммарный приток воды, фут³;
- W_p — общая обводненность продукции, фут³; в стандартных условиях на поверхности.

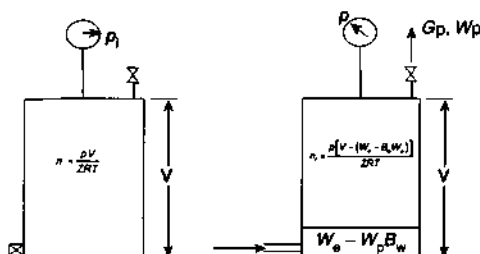


Рис. 3.15. Идеализированная газовая залежь с водонапорным режимом

Формула 3.3.6, по сути, является основным уравнением материального баланса (МБЕ). Его можно представить в различных формах в зависимости от применения и режима залежи. В целом, залежи сухого газа можно разделить на две категории:

- 1) замкнутые газовые залежи;
- 2) газовые залежи с водонапорным режимом.

Эти два типа газовых залежей рассмотрены ниже.

3.3.3. Замкнутые газовые залежи

Для замкнутых залежей при нулевой обводненности продукции формула 3.3.6 примет вид:

$$\frac{p_{sc} G_p}{T_{sc}} = \left(\frac{p_i}{Z_i T_i} \right) V - \left(\frac{p}{Z T} \right) V. \quad [3.3.7]$$

Уравнение 3.3.7 обычно выражается в следующих двух формах:

- 1) в зависимости от p/Z ;
- 2) в зависимости от B_g .

Приведенные выше две формы уравнения материального баланса для замкнутых газовых залежей рассмотрены ниже.

Форма 1. Уравнение материального баланса, выраженное в зависимости от p/Z

Преобразовав выражение 3.1.7 и решив его относительно p/Z , получим:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left(\frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} \right) G_p, \quad [3.3.8]$$

или в эквивалентной форме:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - (m) G_p.$$

Формула 3.3.8 представляет собой уравнение прямой линии с отрицательным угловым коэффициентом m на графике p/Z от суммарной добычи газа G_p , как показано на рис. 3.16. Это прямолинейное соотношение, по всей ви-

димости, наиболее часто используется при определении балансовых запасов газа. Из формулы 3.3.8, график которой представляет собой прямую линию, инженер-нефтяник может получить следующие четыре параметра.

- 1) Угловой коэффициент прямой линии, который равен:

$$-m = -\frac{p_{sc} T}{T_{sc} V},$$

или:

$$V = \frac{p_{sc} T}{T_{sc} m}. \quad [3.3.9]$$

На основе расчетного объема газа V в залежи можно определить площадное распространение залежи:

$$V = 43\,560 A h \phi (1 - S_{wi}).$$

То есть:

$$A = V / [43\,560 h \phi (1 - S_{wi})].$$

Если расчеты балансовых запасов осуществляются отдельно для каждой скважины, можно вычислить радиус дренирования скважины по формуле:

$$r_e = \sqrt{\frac{43\,560 A}{\pi}},$$

где A — площадь залежи в акрах.

- 2) Координаты точки пересечения с осью ординат: $G_p = 0$; p_i/Z_i .
- 3) Координаты точки пересечения с осью абсцисс: $p/Z = 0$, G — начальные геологические запасы газа, ст. куб. фут. Обратите внимание, что при $p/Z = 0$ формула 3.3.8 сводится к:

$$0 = \frac{p_i}{Z_i} - \left(\frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} \right) G_p.$$

Выполним преобразования:

$$\frac{T_{sc}}{p_{sc}} \frac{p_i}{T Z_i} V = G_p.$$

Полученное выражение, по сути, представляет собой $E_g V$, следовательно:

$$E_g V = G.$$

- 4) Суммарная добыча или извлечение газа при любом значении давления.

Пример 3.6. Имеются следующие данные об эксплуатации замкнутой газовой залежи.

а По: Ikoku, C. *Natural Gas Reservoir Engineering* (Разработка месторождений природного газа), John Wiley & Sons, 1984.

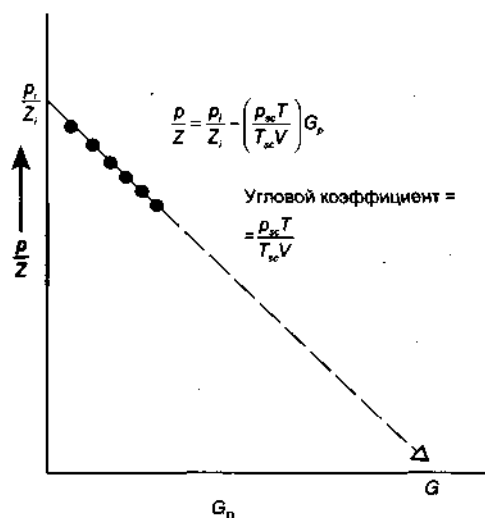


Рис. 3.16. Уравнение материального баланса

Время, t (годы)	Пластовое давление, p (пси)	Z	Суммарная добыча, G (млрд ст. фут ³)
0,0	1798	0,869	0,00
0,5	1680	0,870	0,96
1,0	1540	0,880	2,12
1,5	1428	0,890	3,21
2,0	1335	0,900	3,92

Имеются также следующие дополнительные данные:

$$\phi = 13\%; S_{wi} = 0,52; A = 1060 \text{ акр}; h = 54 \text{ фут}; T = 164 \text{ F}.$$

Требуется рассчитать начальные геологические запасы газа объемным методом и по уравнению материального баланса.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем B_{gi} по формуле 3.3.1:

$$B_{gi} = 0,02827 \frac{(0,869)(164 + 460)}{1798} = 0,00853$$

Шаг 2. Рассчитаем начальные геологические запасы газа объемным методом по формуле 3.3.3:

$$G = \frac{43\,560 A h \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} = \frac{43\,560(1060)(54)(0,13)(1 - 0,52)}{0,00853} = 18,2 \text{ млрд ст. фут}^3$$

Шаг 3. Построим график p/Z от G_p , как показано на рис. 3.17, и определим G :

$$G = 14,2 \text{ млрд ст. фут}^3.$$

Начальные геологические запасы газа, рассчитанные по уравнению материального баланса, достаточно точно совпадают с данными, полученными волюметрическим методом.

Объем газа V в залежи можно выразить через объем газа при стандартных условиях:

$$V = B_g G = \left(\frac{p_s Z_s T}{T_s p} \right) G.$$

Объединив приведенное выше соотношение с уравнением 3.3.8, получим:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left(\frac{p_s T}{T_s V} \right) G_p.$$

тогда:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left[\left(\frac{p_i}{Z_i} \right) \frac{1}{G} \right] G_p, \quad [3.3.10]$$

или:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - (m) G_p.$$

Из приведенного выше выражения видно, что график p/Z от G_p представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат p/Z_i и угловым коэффициентом m , который определяется по формуле:

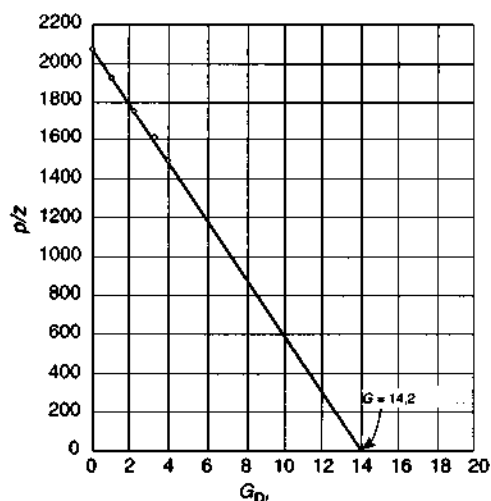


Рис. 3.17. Зависимость p/Z от G_p по примеру 3.6

$$m = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) \frac{1}{G}.$$

Преобразовав выражение 3.3.10, получим:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right]. \quad [3.3.11]$$

И снова из формулы 3.3.10 видно, что для замкнутой залежи соотношение между p/Z и G_p , по сути, линейно. Также из этого уравнения видно, что экстраполяция прямой линии на ось абсцисс, т. е. при $p/Z=0$, позволит определить начальные геологические запасы газа $G=G_i$. Обратите внимание, что при $p/Z=0$ формулы 3.3.10 и 3.3.11 принимают вид:

$$G=G_i.$$

Графическое представление формулы 3.3.10 можно использовать для определения наличия притока воды, как показано на рис. 3.18. Отклонение графика p/Z от G_p от линейной зависимости указывает на приток воды в залежь.

Среднее по месторождению p/Z

Из технологических показателей отдельных скважин зависимостей p/Z от G_p можно рассчитать характеристики извлечения для всего месторождения по следующей формуле:

$$\left(\frac{p}{Z} \right)_{\text{field}} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{\sum_{j=1}^n (G_p)_j}{\sum_{j=1}^n \left\{ G_p \left(\frac{p_i}{Z_i} - \frac{p}{Z} \right) \right\}}.$$

Подсчет суммы $\sum$ осуществляется по общему числу газовых скважин n , т. е. $j=1, 2, \dots, n$. Тогда общие технологические показатели месторождения зависимостей $(p/Z)_{\text{field}}$ от $(G_p)_{\text{field}}$ можно получить на основе расчетных значений для месторождения p/Z и фактической суммарной добычи на месторождении, т. е. $(p/Z)_{\text{field}}$ от $\sum G_p$. Приведенное выше соотношение применимо, пока добыча всеми скважинами осуществляется из области с заданными статическими границами, т. е. в условиях псевдостационарного состояния.

При использовании уравнения материального баланса (МВЕ) для расчета геологических запасов всей залежи, характеризующейся явно выраженными депрессионными воронками давлений, можно использовать следующую формулу для определения среднего давления $(p/Z)_{\text{field}}$:

$$\left(\frac{p}{Z} \right)_{\text{field}} = \frac{\sum_{j=1}^n \left(\frac{p \Delta G_p}{\Delta p} \right)_j}{\sum_{j=1}^n \left(\frac{\Delta G_p}{\Delta p / Z} \right)_j}.$$

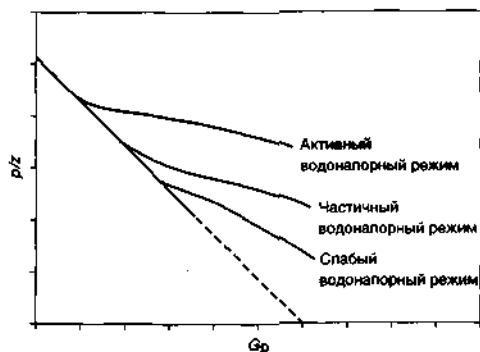


Рис. 3.18. Влияние водонапорного режима на зависимость p/z от G_p

где Δp и ΔG_p — приращение разности давлений и суммарной добычи, соответственно.

Форма 2. Уравнение материального баланса, выраженное в зависимости от B_g .

Из определения объемного коэффициента газа в пластовых условиях при начальном давлении его можно выразить следующим образом:

$$B_g = \frac{V}{G}$$

Подставив B_g в формулу 3.3.1, получим:

$$\frac{p_w}{T_w} \frac{Z_i T}{p_i} = \frac{V}{G} \quad (3.3.12)$$

где:

V — начальные геологические запасы газа при пластовых условиях, фут³;

G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;

p_i — начальное пластовое давление;

Z_i — коэффициент сжимаемости газа при p_i .

Повторно запишем уравнение 3.3.8:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left(\frac{p_w T}{T_w V} \right) G_p$$

Уравнение 3.3.12 можно объединить с уравнением 3.3.8, тогда:

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \quad (3.3.13)$$

Уравнение 3.3.13 предполагает, что для расчета начального объема газа необходима следующая информация: сведения о добыче, характер изменения давления, относительная плотность газа (для получения коэффициентов Z) и пластовая температура. Однако на началь-

ной стадии эксплуатации пласта знаменатель правой части уравнения материального баланса очень мал, а числитель — относительно велик. Небольшое изменение знаменателя приведет к большому разбросу в расчетных значениях начальных геологических запасов газа. Поэтому при расчете по уравнению материального баланса не следует полагаться на раннюю стадию разработки залежи.

Материальные балансы для замкнутых газовых залежей просты. Начальные геологические запасы газа можно рассчитать по формуле 3.3.13, подставив суммарную добычу газа и надлежащие объемные коэффициенты газа в пластовых условиях при соответствующих пластовых давлениях в конкретный период времени. Если последовательные расчеты в различные моменты времени дают согласующиеся и одинаковые значения начальных геологических запасов газа, залежи эксплуатируются в замкнутом режиме и расчетное значение G можно считать достоверным, как показано на рис. 3.19). После определения значения G и подтверждения отсутствия притока воды это же уравнение можно использовать для последующих прогнозов суммарной добычи газа как функции пластового давления.

Следует отметить, что последовательное применение формулы 3.3.13 может дать возрастающие или убывающие значения начальных геологических запасов газа G . Таким образом, возможно возникновение двух различных ситуаций:

- 1) Если расчетное значение начальных геологических запасов газа G возрастает со временем, значит, залежь разрабатывается при внедрении воды. Обводнение снижает падение давления при заданном отборе газа из залежи, в результате чего с течением времени залежь кажется все больше. В этом случае залежь следует классифицировать как пласт с водонапорным режимом. Если неизвестно о наличии каких-либо водоносных горизонтов в исследуемой области, возможна также миграция газа из другой залежи или зоны через разрывы или неплотные сбросы.
- 2) Если расчетное значение G со временем снижается, значит, давление падает быстрее, чем в случае замкнутой залежи. Это может означать, что газ мигрирует в другие зоны, уходит черезечи в цементе или обсадной колонне.

Пример 3.7. После добычи 360 млн ст. фут³ газа из замкнутой газовой залежи давление упало с 3200 до 3000 пси [с 22,1 до 20,7 МПа]. Рассчитать:

- а) Начальные геологические запасы газа при условии:

$$B_{gi} = 0,005278 \text{ фут}^3/\text{ст. фут}^3; p_i = 3200 \text{ пси};$$

$$B_g = 0,005390 \text{ фут}^3/\text{ст. фут}^3; p_i = 3000 \text{ пси}.$$

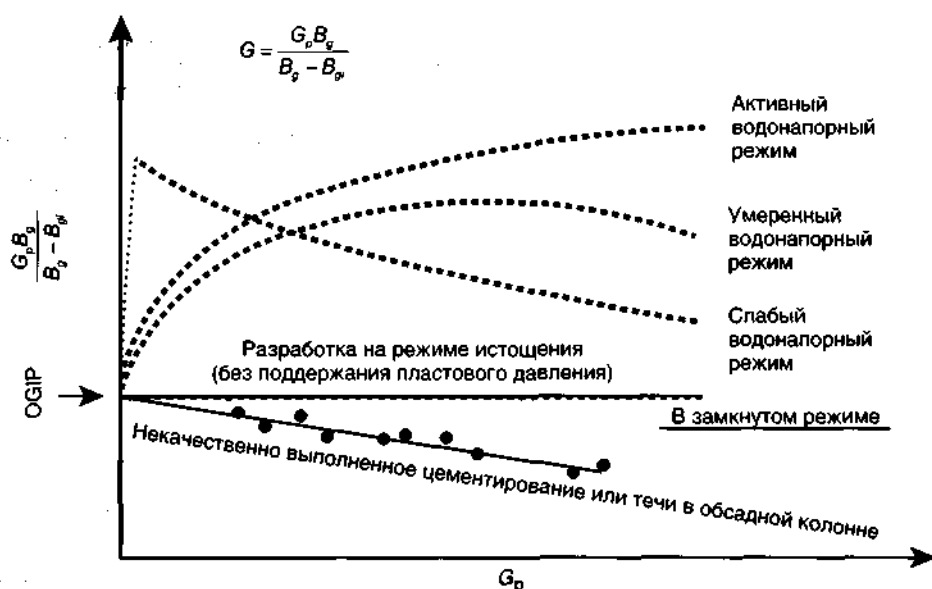


Рис. 3.19. Геологические запасы газа в залежи, разрабатываемой на режиме истощения

- 6) Пересчитать начальные геологические запасы газа, предположив, что давление было измерено неверно и фактически составляет не 3000 пси [20,7 МПа], а 2900 пси [с 20,0 МПа]. Объемный коэффициент газа в пластовых условиях при этом давлении равен 0,00558 фут³/ст. фут³.

Решение.

- а) Рассчитаем G по формуле 3.1.14:

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gp}} = \frac{360 \times 10^6 (0,00539)}{0,00539 - 0,005278} = 17,325$$

- б) Пересчитаем G , используя правильное значение B_g :

$$G = \frac{360 \times 10^6 (0,00558)}{0,00558 - 0,005278} = 6,652$$

Таким образом, ошибка всего в 100 пси (абс) [0,69 МПа], или 3,5% от общего пластового давления, привела к увеличению расчетного значения геологических запасов газа примерно на 160%. Обратите внимание, что аналогичная погрешность при определении пластового давления на более поздней стадии эксплуатации залежи не дает такой большой ошибки в результатах расчетов.

Коэффициент извлечения газа

Коэффициент извлечения газа (RF) при любом давлении, ниже начального, определяется как

отношение суммарной добычи газа G_p при данном давлении к начальным геологическим запасам газа G :

$$RF = \frac{G_p}{G}$$

Подставив коэффициент RF газа в формулу 3.3.11, получим:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right],$$

или:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} [1 - RF]$$

Решив уравнение относительно RF при любом давлении, получим:

$$RF = 1 - \left[\frac{p Z_i}{p_i Z} \right]$$

3.3.4. Залежи с водонапорным режимом

Построение графика p/Z от суммарной добычи газа G_p является общепринятым методом решения уравнения материального баланса газа для условий разработки без поддержания пластового давления. Экстраполяция графика на атмосферное давление позволяет надежно оценить начальные геологические запасы газа. В условиях водонапорного режима график часто выглядит линейным, но экстраполяция

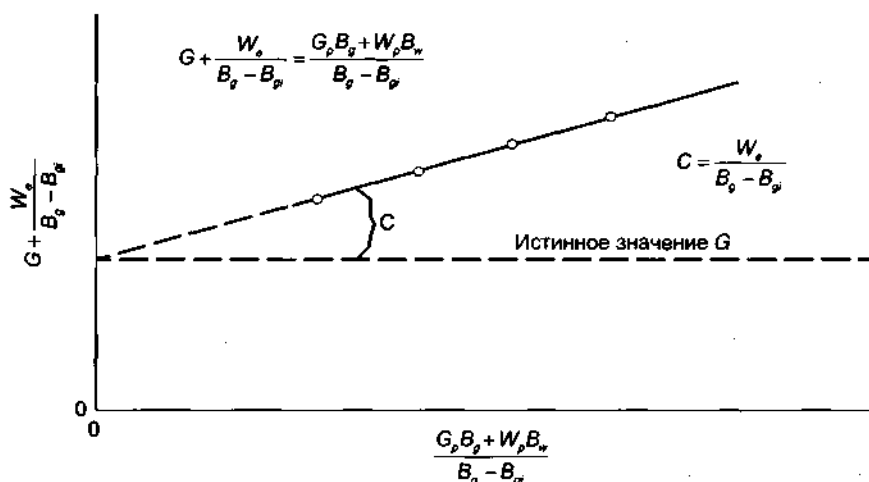


Рис. 3.20. Влияние притока воды на расчетное значение геологических запасов газа

дает завышенные значения запасов газа. В этом случае уравнение материального баланса содержит два неизвестных, даже если известны сведения о добыче, давление, температура и относительная плотность газа. Эти два неизвестных представляют собой начальные геологические запасы газа и суммарный приток воды. Чтобы рассчитать их с помощью уравнения материального баланса, необходимо разработать независимую методику расчета суммарного притока воды W_e .

Формулу 3.1.13 можно изменить так, чтобы включить в нее суммарный приток воды и обводненность продукции, тогда:

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \quad [3.3.14]$$

Приведенное выше уравнение можно преобразовать и записать, как:

$$G + \frac{W_e}{B_g - B_{gi}} = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \quad [3.3.15]$$

где:

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³;

W_e — суммарный приток воды, барр.

Из формулы 3.3.15 видно, что для замкнутой залежи, т. е. $W_e = 0$, правая часть уравнения будет постоянной и равной начальным геологическим запасам газа G независимо от объема добытого газа G_p . То есть:

$$G + 0 = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}}$$

Для залежи с водонапорным режимом правая часть уравнения 3.3.15 из-за члена $W_p/(B_g - B_{gi})$ будет увеличиваться. На рис. 3.20 показан график таких значений, рассчитанных через последовательные временные интервалы. Экстраполяция линии, построенной по этим точкам, на точку, в которой $G_p = 0$, позволяет получить истинное значение G , поскольку при $G_p = 0$ выражение $W_p/(B_g - B_{gi})$ также равно нулю.

Эту графическую методику можно использовать для расчета значения W_e , поскольку в любой момент времени разность между горизонтальной линией (т. е. истинным значением G) и прямой линией $G + [W_e/(B_g - B_{gi})]$ будет равна $W_e/(B_g - B_{gi})$.

Поскольку газ часто перемещается по обводненным каналам и захватывается поступающей водой, коэффициенты извлечения для газовых залежей с водонапорным режимом могут быть значительно ниже, чем для замкнутых залежей, добыча из которых осуществляется за счет простого расширения газа. Кроме того, такие неоднородности, как пропластки или слои с низкой проницаемостью, могут дополнительно снизить извлечение газа. Как упоминалось выше, для замкнутых газовых залежей предельные коэффициенты извлечения обычно составляют 80–90%, тогда как для газовых залежей с водонапорным режимом эти значения обычно варьируются в диапазоне 50–70%. Количество газа, защемленного в ловушках в обводненной области, можно оценить, определив следующие характеристики пласта и выполнив перечисленные ниже шаги:

- (PV) — объем пор пласта, фут³;
- (PV)_{water} — объем пор обводненной зоны, фут³;
- S_{grw} — остаточная газонасыщенность при вытеснении водой;

- S_{wi} — начальная водонасыщенность;
 G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;
 G_p — суммарная добыча газа при пониженном давлении p , ст. фут³;
 B_{gi} — начальный объемный коэффициент газа в пластовых условиях, фут³/ст. фут³;
 B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при пониженном давлении p , фут³/ст. фут³;
 Z — коэффициент сжимаемости газа при пониженном давлении p .

Шаг 1. Выразим объем пор пласта (PV) через начальные геологические запасы газа G , как показано ниже:

$$GB_{gi} = (PV)(1 - S_{wi}).$$

Решив уравнение относительно объема пор пласта, получим:

$$(PV) = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}}.$$

Шаг 2. Рассчитаем объем пор пласта в обводненной зоне:

$$W_e - W_p B_w = (PV)_{water} (1 - S_{wi} - S_{grw}).$$

Решив уравнение относительно объема пор обводненной зоны, $(PV)_{water}$, получим:

$$(PV)_{water} = \frac{W_e - W_p B_w}{1 - S_{wi} - S_{grw}}.$$

Шаг 3. Рассчитаем объем газа, защемленного в обводненной зоне:

$$\text{Объем защемленного газа} = (PV)_{water} S_{grw};$$

$$\text{Объем защемленного газа} = \left(\frac{W_e - W_p B_w}{1 - S_{wi} - S_{grw}} \right) S_{grw}.$$

Шаг 4. Рассчитаем число молей газа n , захваченных в обводненной зоне, по уравнению состояния:

$$p(\text{объем защемленного газа}) = ZnRT.$$

Решив уравнение относительно n , получим:

$$n = \frac{p(W_e - W_p B_w / 1 - S_{wi} - S_{grw}) S_{grw}}{ZRT}.$$

Это означает, что чем выше давление, тем больше объем захваченного газа. Дейк (Dake, 1994) показал, что если давление снижается в результате быстрого отбора газа, объем газа, захваченного в каждом отдельном объеме пор, т. е. S_{grw} , останется без изменений, но уменьшится его количество n .

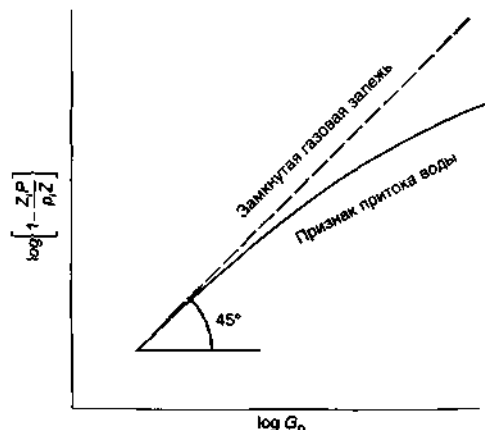


Рис. 3.21. Энергетический график

Шаг 5. Газонасыщенность при любом давлении можно скорректировать с учетом защемленного газа следующим образом:

$$S_g = \frac{\text{Оставшийся объем газа} - \text{Объем защемленного газа}}{\text{Объем пор пласта} - \text{Объем пор обводненной зоны}}$$

$$S_g = \frac{(G - G_p) B_g - (W_e - W_p B_w / 1 - S_{wi} - S_{grw}) S_{grw}}{(GB_{gi} / 1 - S_{wi}) - (W_e - W_p B_w / 1 - S_{wi} - S_{grw})}.$$

Существует несколько способов, чтобы представить уравнение материального баланса в обычной графической форме, пригодной для описания характеристик извлечения в замкнутой залежи или залежи с водонапорным режимом:

- энергетический график;
- представление уравнения материального баланса в виде прямой;
- график Коле (Cole);
- модифицированный график Коле (Cole);
- график Роуча (Roach);
- модифицированный график Роуча (Roach);
- график Фетковича (Fetkovich) и др.
- график Пастона (Paston) и др.
- метод Хаммерлиндла (Hammerlindl).

Эти методики рассмотрены ниже.

Энергетический график

Для решения уравнения материального баланса газа предложен ряд графических методик, позволяющих определить наличие притока воды. Одна из таких методик называется энергетическим графиком и основана на преобразованной формуле 3.3.11:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right],$$

получим:

$$1 - \left[\frac{p}{p_i} \frac{Z_i}{Z} \right] = \frac{G_p}{G}.$$

Прологарифмировав обе части данного уравнения, получим:

$$\log \left[1 - \frac{Z_i p}{p_i Z} \right] = \log G_p - \log G. \quad [3.3.16]$$

На рис. 3.21 схематично показан этот график.

Из формулы 3.3.16 видно, что двойной логарифмический график $[1 - (Z_i p)/(p_i Z)]$ от G_p представляет собой прямую линию с единичным угловым коэффициентом (под углом 45°). Экстраполяция на 1 по оси абсцисс ($p=0$) позволит получить значение начальных геологических запасов газа, G . Графики, полученные с помощью описанной методики анализа, называют энергетическими графиками. Оказалось, что с их помощью удобно определять водопиток на ранней стадии разработки залежи. Если W_p не равно нулю, угловой коэффициент графика становится меньше единицы и со временем уменьшается, поскольку W_p со временем увеличивается. Увеличение углового коэффициента может означать только утечку газа из залежи или неправильные данные, поскольку это увеличение означает, что занимаемый газом объем пор со временем увеличивается.

Обобщенное уравнение материального баланса в виде прямой

Гавлена и Оде (Havlena и Odeh, 1963, 1964) представили уравнение материального баланса в зависимости от объема добычи газа, расширения флюида и притока (внедрения) воды в залежь в виде:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Отбор газа} \\ \text{из залежи} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Расширение} \\ \text{газа в залежи} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Расширение воды} \\ \text{и сжатие пор} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Приток} \\ \text{воды} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Закачка} \\ \text{воды} \end{array} \right],$$

или в математической форме:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e + (W_{inj} B_w + G_{inj} B_{gin}).$$

Предположим, что закачка воды или газа не производится, т. е. W_{inj} и C_{inj} = 0, тогда приведенное выше обобщенное уравнение упрощается до материального баланса:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e. \quad [3.3.17]$$

где:

$$\Delta p = p_i - p;$$

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³.

Используя обозначения Гавлена и Оде (Havlena и Odeh), формулу 3.3.17 можно переписать в следующем виде:

$$F = G(E_G + E_{t,w}) + W_e, \quad [3.3.18]$$

где члены F , E_G и $E_{t,w}$ определяются в пластовых условиях отбора флюида F :

$$F = G_p B_g + W_p B_w. \quad [3.3.19]$$

Член, учитывающий расширение газа E_G :

$$E_G = B_g - B_{gi}. \quad [3.3.20]$$

Член, учитывающий расширение воды и породы $E_{t,w}$:

$$E_{t,w} = B_{gi} \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p. \quad [3.3.21]$$

Формулу 3.3.18 можно дополнительно упростить, введя член общего расширения системы E_t , объединяющий в себе два значения сжимаемости, E_G и $E_{t,w}$:

$$E_t = E_G + E_{t,w},$$

получим:

$$F = GE_t + W_e.$$

Обратите внимание, что в замкнутой газовой залежи, в которой отсутствует приток или добыча воды, выражение 3.3.17 записывается в развернутой форме:

$$G_p B_g = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p.$$

Разделив обе части приведенного выше уравнения на G и выполнив преобразования, получим:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p \right] \frac{B_{gi}}{B_g}.$$

Если подставить в приведенное выше соотношение типичные значения: $c_w = 3 \times 10^{-6}$ пси⁻¹, $c_f = 10 \times 10^{-6}$ пси⁻¹ и $S_{wi} = 0,25$ и допустить, что падение давления достаточно велико, $\Delta p = 1000$ пси [6,9 МПа], член в квадратных скобках преобразуется следующим образом:

$$\left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + c_f) \Delta p}{1 - S_{wi}} \right] = 1 - \frac{[3 \times 0,25 + 10] 10^{-6} (1000)}{1 - 0,25} = 1 - 0,014$$

Полученное выше значение 0,014 позволяет предположить, что включение члена, учитывающего снижение эффективного порового пространства в результате расширения связанной воды и сокращения объема пор, изменяет уравнение материального баланса всего на 1,4%, поэтому этим членом часто пренебрегают. Основной причиной пренебрежения является то, что сжимаемости воды и породы обычно, хотя и не всегда, незначительны по сравнению со сжимаемостью газа.

Если предположить, что член $E_{f,w}$, учитывающий расширение породы и воды, пренебрежимо мал по сравнению с членом E_G , учитывающим расширение газа, уравнение 3.3.8 сводится к следующему:

$$F = GE_G + W_e \quad [3.3.22]$$

Выбор надлежащей модели для определения суммарного притока воды W_e по всей видимости, является самой большой неизвестной при применении уравнения материального баланса. Приток воды обычно заменяется аналитической моделью водоносного горизонта, которая должна быть известна или определяется из уравнения материального баланса. Уравнение материального баланса может быть представлено в виде прямой линии, если разделить обе части приведенного выше уравнения на коэффициент расширения газа E_G , т. е.:

$$\frac{F}{E_G} = G + \frac{W_e}{E_G} \quad [3.3.23]$$

Графическое представление уравнения 3.3.23 приведено на рис. 3.22. Предположим, что приток воды хорошо описывается моделью нестационарной фильтрации ван Эвердингена и Харста (van Everdingen и Hurst, 1949), тогда можно подставить выбранную модель притока воды в формулу 3.3.23:

$$\frac{F}{E_G} = G + B \frac{\sum [\Delta p W_{eD}]}{E_G}$$

В этом выражении предполагается, что график F/E_G от $\sum \Delta p W_{eD}/E_G$ представляет собой прямую при условии, что точно определена сумма для нестационарного состояния $\sum \Delta p W_{eD}$. Полученная прямая пересекает ось y в точке начальных геологических запасов газа G , а ее угловой коэффициент равен константе водопритока B ; см. рис. 3.23.

Если характеристики водоносного горизонта определены неправильно, получится нелинейный график. Систематическое искривление вверх или вниз свидетельствует о том, что полученная сумма слишком велика или

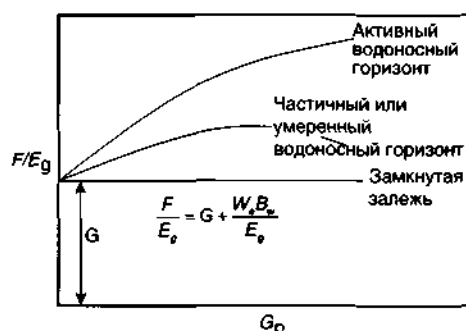


Рис. 3.22. Определение режима залежи

мала, соответственно. S-образная форма кривой означает, что следует принять линейную (вместо радиальной) модель притока из водоносного горизонта. Точки должны наноситься на график последовательно слева направо. Изменение этого порядка построения графика на обратный говорит о достижении некоей неучтенной границы водоносного горизонта, т. е. при расчете члена, учитывающего приток воды, следует уменьшить протяженность водоносного горизонта.

Линейная бесконечная система лучше, чем радиальная система, описывает некоторые залежи, например, представляющие собой ограниченные блоками сбросы в соляных куполах. Предложенное ван Эвердингом и Харстом (van Everdingen и Hurst) соотношение для безразмерного водопритока W_{eD} заменяется квадратным корнем из времени:

$$W_e = C \sum \Delta p_i \sqrt{t - t_i} \quad [3.3.24]$$

где:

- C — константа водопритока конкретной залежи, фут³/пси;
- t — время (в любых удобных единицах, например сутках, годах и пр.).

Константа водопритока C определяется на основе данных о добыче и давлении на месторождении в соответствии с методикой Гавлена и Оде (Havlena и Odeh). Для линейных систем строится график отбора газа из залежи F от $\sum \Delta p_i \sqrt{t - t_i} / (B_i - B_e)$ в декартовых координатах. Этот график должен представлять собой прямую, пересекающую ось ординат в точке G и имеющую угловой коэффициент, равный константе водопритока C .

Чтобы проиллюстрировать применение линейной модели водопритока для составления уравнения материального баланса газа, представленного прямой линией, Гавлена и Оде (Havlena и Odeh) предложили следующую задачу.

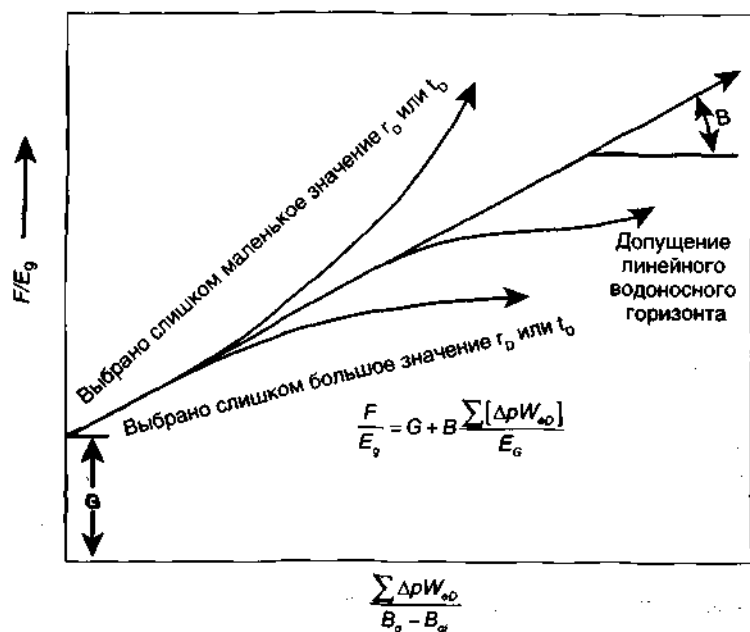


Рис. 3.23. График уравнения материального баланса по Гавлена-Оде (Havlena-Odeh) для газовой залежи

Таблица 3.1. Данные Гавлена-Оде для залежи сухого газа по примеру 8-8

Время (месяцы)	Среднее пластовое давление (пси)	$E_g = (B_g - B_{gi}) \times 10^{-6}$ (фут ³ /ст. фут ³)	$E_g = (G - B_{gi}) \times 10^6$ (фут ³)	$\frac{\sum \Delta p_i Z_i t_i - t_a}{B_g - B_{gi}}$ (10 ⁶)	$F/E_g =$ $\frac{G - B_{gi}}{B_g - B_{gi}}$ (10 ¹²)
0	2883	0,0	—	—	—
2	2881	4,0	5,5340	0,3536	1,3835
4	2874	18,0	24,5967	0,4647	1,3665
6	2866	34,0	51,1776	0,6487	1,5052
8	2857	52,0	76,9246	0,7860	1,4793
10	2849	68,0	103,3184	0,9306	1,5194
12	2841	85,0	131,5371	1,0358	1,5475
14	2826	116,5	180,0178	1,0315	1,5452
16	2808	154,5	240,7764	1,0594	1,5584
18	2794	185,5	291,3014	1,1485	1,5703
20	2782	212,0	336,6281	1,2426	1,5879
22	2767	246,0	392,8592	1,2905	1,5970
24	2755	273,5	441,3134	1,3702	1,6136
26	2741	305,5	497,2907	1,4219	1,6278
28	2726	340,0	556,1110	1,4672	1,6356
30	2712	373,5	613,6513	1,5714	1,6430
32	2699	405,0	672,5969	1,5714	1,6607
34	2688	432,5	723,0868	1,6332	1,6719
36	2667	455,5	771,4902	1,7016	1,6937

Пример 3.8. Расчеты начальных геологических запасов газа в залежи сухого газа объемным методом варьируются от 1,3 до $1,65 \times 10^{12}$ ст. фут³.

Данные добычи, давления и параметра, учитывающего расширение газа, т. е. $E_g = B_g - B_{gi}$, приведены в табл. 3.1. Требуется рассчитать начальные геологические запасы газа G .

Решение.

Шаг 1. Предположим, что газовая залежь замкнутая.

Шаг 2. Построим графики p/Z от G_p или $G_p B_g / (B - B_{gi})$ от G_p .

Шаг 3. График $G_p B_g / (B_g - B_{gi})$ от $G_p B_g$ представляет собой возрастающую кривую, как показано на рис. 3.24, что указывает на наличие водопритока.

Шаг 4. Предположив, что приток воды линейен, построим график $G_p B_g / (B_g - B_{gi})$ от $(\sum \Delta p_i \sqrt{t - t_i}) / (B_g - B_{gi})$, как показано на рис. 3.25.

Шаг 5. Как видно из рис. 3.25, необходимое прямолинейное соотношение считается достаточным условием наличия линейного водоносного горизонта.

Шаг 6. Из рис. 3.25 определим начальные геологические запасы газа G и константу C линейного притока воды, тогда имеем:

$$G = 1,325 \times 10^{12}$$

$$C = 212,7 \times 10^3$$

Коэффициенты газоотдачи для газовых залежей

Коэффициенты газоотдачи, которые определены для нефтяных пластов (см. гл. 4), указывают относительную величину различных сил, определяющих движущий механизм для пласта. Аналогично, для газовых залежей можно также определить коэффициенты газоотдачи, разделив выражение 3.3.17 на $G_p B_g + W_p B_w$, тогда:

$$\frac{G}{G_p} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) + \frac{G E_{t,w}}{G_p B_g} + \frac{W_p - W_p B_w}{G_p B_g} = 1.$$

Определим следующие три коэффициента отдачи:

1) коэффициент отдачи газа (GDI):

$$GDI = \frac{G}{G_p} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right);$$

2) коэффициент, учитывающий сжимаемость пласта (CDI):

$$CDI = \frac{G E_{t,w}}{G_p B_g};$$

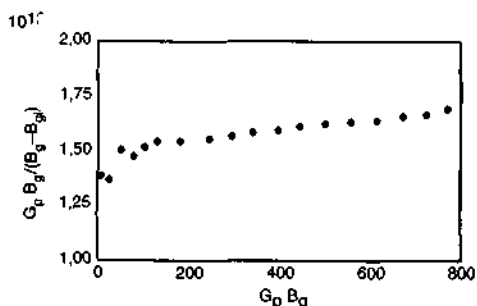


Рис. 3.24. Признаки притока воды

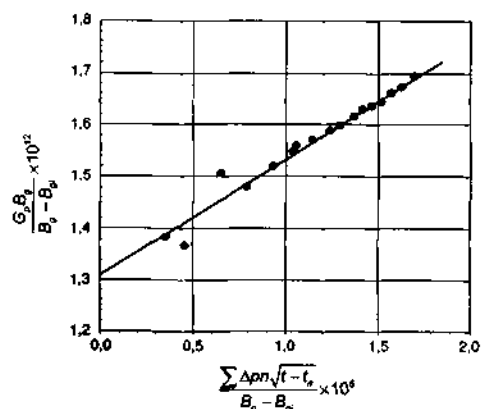


Рис. 3.25. График уравнения материального баланса по Гавлена-Оде (Havlena-Odeh), пример 3.8

3) коэффициент, учитывающий приток воды (WDI):

$$WDI = \frac{W_p - W_p B_w}{G_p B_g}.$$

Подставив рассмотренные выше три коэффициента в уравнение материального баланса, получим:

$$GDI + CDI + WDI = 1.$$

Плетчер (Pletcher, 2000) показал, что если сумма коэффициентов отдачи не равна 1,0, значит, решение уравнения материального баланса не получено или некорректно. Однако на практике коэффициенты отдачи, рассчитанные на основе промысловых данных, редко в сумме составляют 1,0, за исключением случаев точной регистрации данных. Обычно сумма коэффициентов отдачи колеблется выше или ниже единицы в зависимости от точности динамики полученных промысловых данных.

График Коле (Cole)

График Коле является полезным инструментом для дифференциации между залежами с водонапорными режимами и залежами, разрабатываемыми без поддержания пластового давления (режим истощения). Этот график строится на основе обобщенного уравнения материального баланса, выраженного в развернутой форме уравнением 3.3.15:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} = G + \frac{W_e}{B_g - B_{gi}},$$

или в сжатой форме, выраженной уравнением 3.3.23:

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{W_e}{E_g}.$$

Коле (Cole, 1969) предложил исключить член W_p/E_g , учитывающий приток воды, и тем самым упростить построение графика левой части приведенного выше выражения как функции суммарной добычи газа G_p . Это удобно для наглядного отслеживания ее вариаций в режиме истощения. В равной степени наглядным может оказаться график F/E_g от времени добычи или падения давления Δp .

Дейк (Dake, 1994) прекрасно описал преимущества и недостатки анализа уравнения материального баланса в виде прямой. Он указал, что график будет иметь одну из трех форм, показанных выше на рис. 3.19. Если залежь относится к замкнутому типу и разрабатывается без поддержания пластового давления, т. е. $W_p = 0$, график F/E_g , скажем, за шестимесячный интервал, будет представлять собой прямую линию, параллельную оси абсцисс и проходящую на уровне начальных геологических запасов газа. Для залежей с естественным водопритоктом график F/E_g обычно имеет форму вогнутой вниз дуги, точная траектория которой зависит от размера водоносного горизонта, а также от интенсивности и темпа отбора газа. Экстраполяция кривой F/E_g на ординату, тем не менее, позволяет оценить начальные геологические запасы газа ($W_p = 0$), однако в той области график может характеризоваться значительной нелинейностью, что обуславливает высокую неопределенность результата. При этом основным преимуществом графика F/E_g от G_p является существенно более высокая по сравнению с другими методами чувствительность к наличию или отсутствию естественного притока воды.

При наличии даже слабого водонапорного режима правый крайний член приведенного выше уравнения, т. е. $[W_p/(B_g - B_{gi})]$, будет уменьшаться со временем, поскольку знаменатель будет расти быстрее, чем числитель. Таким образом, построенный по точкам график будет иметь отрицательный угловой коэффициент, как показано на рис. 3.19. По мере

истощения залежи со слабым водонапорным режимом точки смещаются вертикально вниз и вправо, в направлении текущего значения G . Таким образом, в этом режиме кажущиеся начальные геологические запасы газа со временем уменьшаются, в отличие от активного или умеренного водонапорного режима. Плетчер (Pletcher, 2000) показал, что кривая для слабого водонапорного режима на самой ранней стадии разработки залежи имеет положительный угловой коэффициент (см. рис. 3.19), а затем приобретает отрицательный наклон. По данным, полученным на самой ранней стадии разработки, определить G очень сложно, поскольку они характеризуются очень широким разбросом, к которому приводят даже незначительные погрешности измерения давления.

Следовательно, эта кривая имеет «горб», как и на кривой умеренного водонапорного режима, но, в отличие от последнего, участок «горба» с положительным наклоном очень короткий, и на практике, если не проводились измерения на самой ранней стадии разработки, не проявляется.

Модифицированный график Коле (Cole)

В мелкозалегающих рыхлых коллекторах сжимаемость пор может быть очень высокой, более 100×10^{-6} пси⁻¹. Такие высокие результаты измерений были получены на прибрежном месторождении группы Боливар (Венесуэла), поэтому пренебречь членом c_p в уравнении материального баланса газа в этом случае недопустимо. Тогда при построении графика Коле следует включить член $E_{f,w}$, уравнение в этом случае будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{W_e}{E_g}.$$

Как заметил Плетчер (Pletcher), член F/E_g в левой части уравнения теперь отражает энергетический вклад сжимаемости пласта (и воды), а также расширения газа. Модифицированный график Коле представляет собой зависимость F/E_g (по оси y) от G_p (по оси x). По вертикали: точки лежат ближе к истинному значению G , чем на оригинальном графике Коле. В залежах, в которых сжимаемость породы вносит существенный вклад в энергию пласта, например в коллекторах с аномальным давлением, оригинальный график Коле имеет отрицательный наклон даже в отсутствие водонапорного режима. А модифицированный график для этого случая будет выглядеть как горизонтальная линия при условии, что при расчете члена F/E_g использовалось правильное значение c_p . Таким образом, оба графика Коле, оригинальный и модифицированный, позволяют провести различия между следующими двумя случаями.

- 1) Пласты со слабым водонапорным режимом и значительным c_p . В этом случае оба гра-

фика Коле, т. е. и оригинальный, и модифицированный, будут иметь отрицательный наклон.

- 2) Залежи со значительными c_r , но не граничащие с водоносными горизонтами. В этом конкретном случае исходный график Коле будет иметь отрицательный наклон, а модифицированный — представить собой горизонтальную линию.

Следует отметить, что отрицательные наклоны оригинального и модифицированного графиков Коле могут быть обусловлены наличием неучтенного источника энергии, уменьшающегося со временем относительно расширения газа. Например, таким источником может быть связь с другими разрабатываемыми залежами.

Газовая залежь с «аномальным давлением» (иногда их называют залежами с «аномально высокими давлениями» или «геодавлениями») определяется как залежь, давление в которой превышает обычный градиент давления, т. е. 0,5 пси/фут. Типичный график p/Z от G_p для газовой залежи с аномально высоким давлением представляет собой две прямые линии, как показано на рис. 3.26.

- 1) Первая прямая соответствует «кажущемуся» поведению газовой залежи, а ее экстраполяция дает «кажущееся» значение геологических запасов газа G_{app} .
- 2) Вторая прямая линия соответствует «нормальному» поведению давления, а ее экстраполяция дает «фактическое» значение геологических запасов газа G .

Хаммерлиндл (Hammerlindl, 1971) показал, что при прогнозировании запасов замкнутых газовых залежей с аномально высокими давлениями с помощью графика p/Z от G_p наблюдаются два различных угловых коэффициента, что обусловлено влиянием сжимаемости породы и флюида, см. рис. 3.26. На завершающем участке кривой p/Z наклон круче, чем на ее начальном участке, следовательно, оценка запасов, выполненная на основе этого начального участка, дает завышенные результаты. Начальный наклон обусловлен расширением газа и существенным увеличением отдачи пласта, вызванным сжатием пласта, а также расширением породы и воды. При градиентах давления, близких к нормальному, сжатие пласта, по сути, завершается, и характеристики залежи приближаются к характеристикам пласта с обычным давлением газа. Это приводит к появлению участка с отличным угловым коэффициентом.

Первые решения все же принимаются на основе экстраполяции данных начального участка графика p/Z , поэтому необходимо понимать, какое влияние оказывает изменение эффективного порового пространства на оценку запасов, производительность и давление забрасывания.

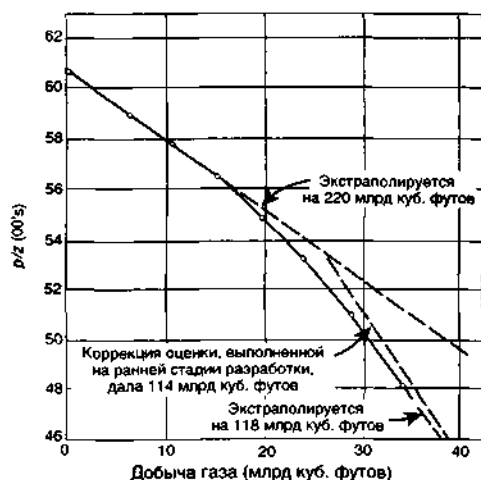


Рис. 3.26. p/Z от суммарной добычи — месторождение North Ossum, Lafayette Parish, Луизиана, залежь NS2B (по: Hammerlindl, 1971)

Все технологические характеристики газовой залежи связаны с эффективной сжимаемостью, а не со сжимаемостью газа. При аномально высоком давлении эффективная сжимаемость может в два или более раз превышать сжимаемость газа. Если эффективная сжимаемость вдвое превышает сжимаемость газа, первый кубический фут газа добывается при 50% расширении газа и 50% сжимаемости породы и расширения воды. По мере снижения пластового давления расширение газа вносит все больший вклад, поскольку сжимаемость газа приближается к эффективной сжимаемости. Ниже рассмотрены два метода для коррекции величины запасов, рассчитанной по данным начальной стадии разработки, по сжимаемости породы, добыче газа и статическим забойным давлениям (при условии отсутствия водопритока).

Гунаван Гани и Блесингейм (Gunawan Gan и Blasingame, 2001) представили всеобъемлющий литературный обзор методик и теорий, предложенных для описания нелинейного поведения графика p/Z от G_p . Существует две основных теории для объяснения такого поведения:

- 1) теория оседания породы;
- 2) теория водопритока в глинистых сланцах.

Эти теории кратко рассматриваются ниже.

Теория оседания породы

Харвилл и Хоукинс (Harville и Hawkins, 1969) предположили, что нелинейное поведение, характеризующееся двумя прямыми участками графика, может быть обусловлено «смыканием пор» и оседанием породы пласта. Проведя

исследование на месторождении North Ossum (Луизиана), они пришли к выводу, что первый наклонный участок формируется за счет непрерывного увеличения *эффективного (перепада между горным и пластовым) давления* в результате падения пластового давления в процессе добычи. Такое увеличение эффективного давления приводит к разрушению, т. е. оседанию, горной породы, что, в свою очередь, способствует непрерывному снижению сжимаемости последней c_f . Этот процесс продолжается, пока c_f в конечном итоге не достигнет «нормального» значения, что является началом второго наклонного участка. С этого момента поведение пласта становится похожим на поведение газовой залежи с постоянным объемом и нормальным (не приводящим к смыканию пор) давлением.

Теория притока воды в глинистых сланцах

Ряд исследователей приписывают нелинейность графика p/Z от G , притоку воды из глинистых сланцев или законтурному притоку воды из ограниченного водоносного горизонта, при котором сжимаемость порового объема можно считать постоянной. Бургонь (Bourgoyne, 1990) показал, что при достаточной проницаемости и сжимаемости сланцев, которую следует рассматривать как функцию от давления, аномальное поведение газовой залежи как раз представляется первым прямым участком. Второй прямой участок является результатом снижения поддерживающего давления из окружающих глинистых сланцев по мере истощения газовой залежи.

Феткович (Fetkovich) и соавт. (1998) выделили два различных типа сжимаемости порового объема: «общее» и «текущее». Общая сжимаемость порового пространства определяется математически по следующей формуле:

$$\bar{c}_r = \frac{1}{(PV)_i} \left[\frac{(PV)_i - (PV)_p}{p_i - p} \right].$$

Выражение в квадратных скобках представляет собой угловой коэффициент участка, отражающего переход от начальных условий $(p_i, (PV)_i)$ к условиям пониженного давления $(p, (PV)_p)$, где:

- c_f — суммарная сжимаемость порового объема (пласта или породы), пси^{-1} ;
- p_i — начальное давление, пси ;
- p — давление, пси ;
- $(PV)_i$ — поровый объем при начальном пластовом давлении;
- $(PV)_p$ — поровый объем при давлении p .

Текущая сжимаемость порового объема (пласта или породы) определяется, как:

$$c_f = \frac{1}{(PV)_p} \frac{\partial (PV)}{\partial p}.$$

Текущая сжимаемость c_f предназначена для использования при моделировании пластов, тогда как суммарная сжимаемость $\bar{c}_r$ рассчитана на применение в уравнениях материального баланса, в которых используется суммарное падение давления $(p_i - p)$.

Оба типа сжимаемости являются функцией давления и наилучшим образом определяются специальными исследованиями керна. Ниже приведен пример такого анализа для песчанников Мексиканского залива по данным Фетковича и соавт.

p (пси)	$p_i - p$ (пси)	$\frac{(PV)_i}{-(PV)_p}$ (см ³)	$c_f (10^{-4})$ (пси ⁻¹)	$\bar{c}_r (10^{-4})$ (пси ⁻¹)
$p_i = 9800$	0	0,000	16,50	16,50
9000	800	0,041	14,99	13,70
8000	1800	0,083	13,48	11,40
7000	2800	0,117	12,22	9,10
6000	3800	0,144	11,08	6,90
5000	4800	0,163	9,93	5,00
4000	5800	0,177	8,92	3,80
3000	6800	0,190	8,17	4,10
2000	7800	0,207	7,76	7,30
1000	8800	0,243	8,07	16,80
500	9300	0,276	8,68	25,80

На рис. 3.27 показана зависимость c_f и $\bar{c}_r$ от давления для рассматриваемого песчаного коллектора с аномально высоким давлением, расположенного на побережье Мексиканского залива. На рис. 3.27 проиллюстрировано определение «закрытия пор», которое обуславливает увеличение мгновенной сжимаемости порового объема в условиях падения пластового давления.

График Роуча (Roach) для газовых залежей с аномально высоким давлением

Роуч (Roach, 1981) предложил графический метод анализа газовых залежей с аномально высоким давлением. Для замкнутых газовых залежей уравнение материального баланса, представленное формулой 3.3.17, можно записать в следующем виде:

$$\left(\frac{p}{Z} \right) c_i = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) \left[1 - \frac{G_p}{G} \right], \quad [3.3.25]$$

где:

$$c_i = 1 - \frac{(c_f + c_w S_w)(p_i - p)}{1 - S_{wi}}. \quad [3.3.26]$$

Представим член E_R , описывающий расширение породы, в виде:

$$E_R = \frac{c_f + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad [3.3.27]$$

Формулу 3.3.26 можно выразить, как:

$$c_i = 1 - E_R(p_i - p) \quad [3.3.28]$$

Из формулы 3.3.25 видно, что график выражения $(p/Z)_i$ от суммарной добычи газа G_p в декартовых координатах представляет собой прямую линию, пересекающуюся с осью x в точке, соответствующей начальным геологическим запасам, и с осью y в точке $(p/Z)_i$. Поскольку значение c неизвестно и его необходимо определить подбором значения сжимаемости, при котором прямая наилучшим образом соответствует полученным данным, эта процедура представляет собой методику подбора.

Роуч (Roach) использовал данные, опубликованные Дагганом (Duggan, 1972) для газового месторождения Anderson Mobil-David, чтобы проиллюстрировать применение формул 3.3.25 и 3.3.28 для графического определения начальных геологических запасов. Дагган (Duggan) сообщил, что пласт находится под начальным давлением 9507 пси (изб.) [65,4 МПа] на глубине 11 300 фут [3444 м]. Расчеты начальных геологических запасов объемным методом показали, что в залежи содержится 69,5 млрд ст. фут³ газа. Из графика p/Z от G_p следует, что начальные геологические запасы газа составляют 87 млн ст. фут³, как показано на рис. 3.28.

Используя метод подбора, Роуч показал, что при коэффициенте сжимаемости породы E_R , равном 1805×10^{-6} , начальные геологические запасы составят 75 млн ст. фут³, как показано на рис. 3.28.

Чтобы исключить стадию подбора, Роуч предложил объединить выражения 3.3.25 и 3.3.28 и представить результат в линейной форме:

$$\frac{(p/Z)_i / (p/Z) - 1}{A - p} = \frac{1}{G} \left[\frac{(p/Z)_i / (p/Z)}{A - p} \right] G_p - \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \quad [3.3.29]$$

или в эквивалентной форме:

$$\alpha = \left(\frac{1}{G} \right) \beta - E_R; \quad [3.3.30]$$

$$\alpha = \frac{[(p/Z)_i / (p/Z)] - 1}{(p_i - p)}; \quad [3.3.31]$$

$$\beta = \left[\frac{(p_i / Z)_i / (p/Z)}{(p_i - p)} \right] G_p; \quad [3.3.32]$$

$$E_R = \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}},$$

где:

- G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;
- E_R — коэффициент сжимаемости породы и воды, пси⁻¹;
- S_{wi} — начальная водонасыщенность.

Из уравнения 3.3.30 видно, что график α от β представляет собой прямую со следующими характеристиками:

угловой коэффициент = $1/G$,

точка пересечения с осью ординат = $-E_R$.

Для иллюстрации предложенной методики Роуч применил к данным, полученным на месторождении Mobil-David, формулу 3.3.30. Результат в графической форме представлен на рис. 3.29.

Из углового коэффициента прямой линии получаем $G = 75.2$ млрд ст. фут³, по точке пересечения находим: $E_R = 1805 \times 10^{-6}$.

Бегланд и Уайтхэд (Begland and Whitehead, 1989) предложили методику прогнозирования коэффициента газоотдачи из замкнутых газовых залежей с высоким давлением в процессе изменения давления от начального значения до давления забрасывания на основе всего лишь исходных данных о залежи. Предложенная методика позволяет определить зависимость сжимаемости порового объема и воды от давления. Авторы вывели уравнение материального баланса для замкнутой газовой залежи в следующей форме:

$$r = \frac{G_p}{G} = \frac{B_g - B_{gi}}{B_g} + \frac{B_{gi} S_{wi} \left[\frac{B_w}{B_{wi}} - 1 + \frac{c_i (A - p)}{S_{wi}} \right]}{B_g} \quad [3.3.33]$$

где:

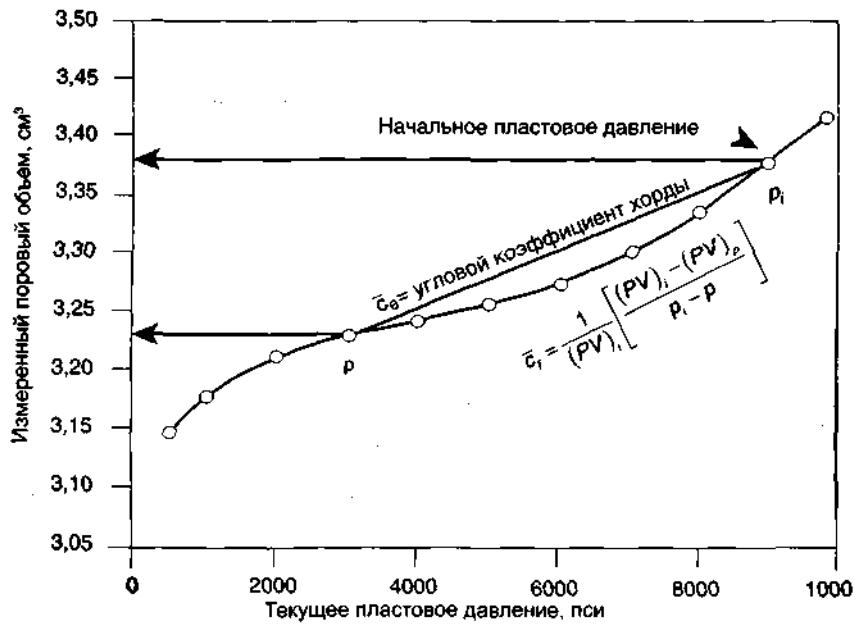
- r — коэффициент газоотдачи;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³;
- c_i — коэффициент сжимаемости пласта, пси⁻¹;
- B_{iw} — двухфазный объемный коэффициент воды в пластовых условиях, барр./ст. фут³;
- B_{wi} — начальный двухфазный объемный коэффициент воды в пластовых условиях, барр./ст. фут³.

Двухфазный объемный коэффициент воды в пластовых условиях (GVF) определяется из следующего выражения:

$$B_{iw} = B_w + B_g (R_{swi} - R_{sg}),$$

где:

- R_{sw} — растворимость газа в водной фазе, ст. фут³/ст. барр.;



Суммарная сжимаемость порового объема как угловой коэффициент хорды.

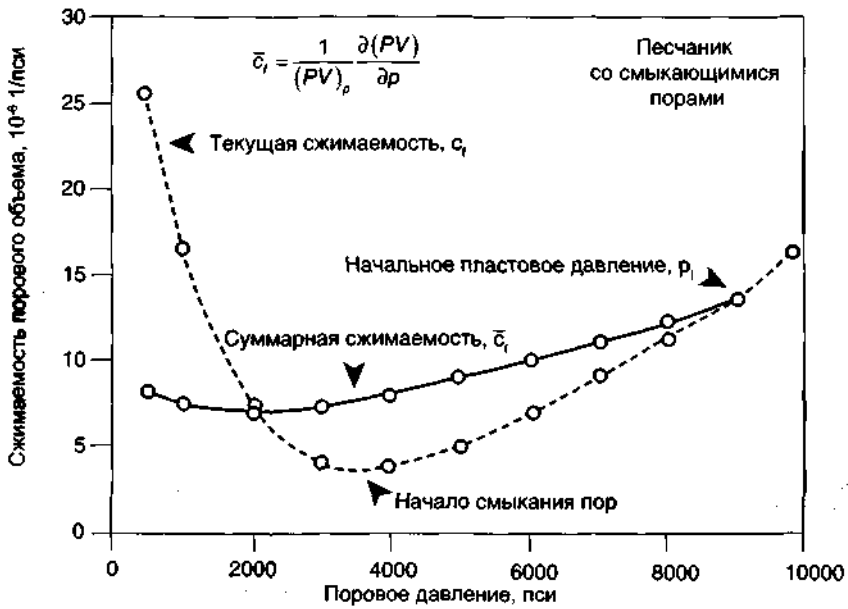


Рис. 3.27. Суммарная и текущая сжимаемость c_i

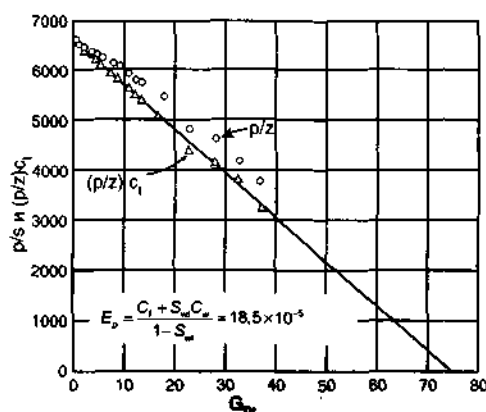


Рис. 3.28. p/Z от суммарной добычи — месторождение Mobil-David Anderson "L" (по: Roach, 1981)

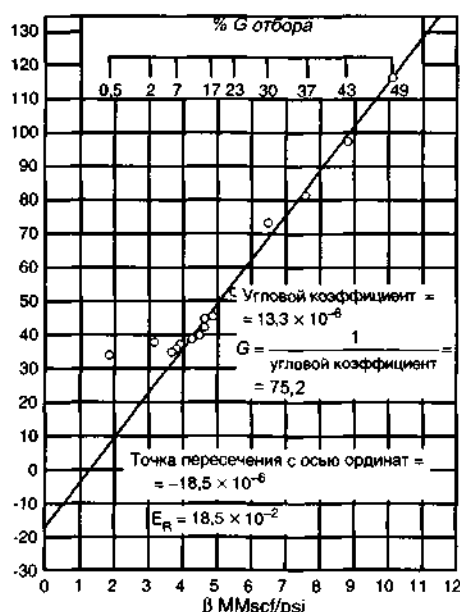


Рис. 3.29. Уравнение материального баланса газа для месторождения Mobil-David Anderson в форме линейной зависимости p/Z (по: Roach, 1981)

B_v — объемный коэффициент воды в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³.

При выводе уравнения 3.3.33 были сделаны следующие три допущения:

- 1) пласт представляет собой замкнутую однофазную газовую залежь;
- 2) обводненность продукции нулевая;
- 3) сжимаемость пласта c_p с падением давления $(p_i - p)$ остается неизменной.

Авторы показали, что изменение сжимаемости воды c_w от давления учитывается изменением B_w , как показано выше.

Бегланд и Уайтхед (Begland и Whitehead, 1989) предположили, что поскольку c_i зависит от давления, после падения пластового давления на несколько сотен пси относительно начального значения выражение 3.3.33 становится некорректным. Можно учесть зависимость c_i от давления в уравнении 3.3.33 и решить последнее пошаговым методом расчета.

Модифицированный график Роуча для газовых залежей с ограниченным водоносным горизонтом

Предположив, что водоносный горизонт адекватно описывается моделью ограниченного водоносного горизонта с общим объемом воды W_{eq} , преобразуем уравнение материального баланса:

$$\begin{aligned} \frac{(p/Z)_i / (p/Z) - 1}{p_i - p} &= \\ &= \frac{1}{G} \left[\frac{(p/Z)_i / (p/Z) G_p + \frac{W_{eq} B_v}{B_g}}{p_i - p} \right] - \\ &- \left[\frac{S_{wi} c_w + c_i + (c_w + c_i) W_{eq}}{1 - S_{wi} + G B_{gi}} \right], \end{aligned}$$

или в эквивалентной форме уравнения прямой линии:

$$\alpha = \left(\frac{1}{G} \right) \beta - E_R$$

с:

$$\begin{aligned} \alpha &= \frac{[(p/Z)_i / (p/Z)] - 1}{(p_i - p)}; \\ \beta &= \left[\frac{(p/Z)_i / (p/Z) G_p + \frac{W_{eq} B_v}{B_g}}{(p_i - p)} \right]; \end{aligned}$$

$$E_R = \frac{S_{wi} c_w + c_i + (c_w + c_i) W_{eq}}{1 - S_{wi} + G B_{gi}}.$$

График α от β представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом $1/G$ и точкой пересечения с осью ординат E_R .

График Фетковича и соавт. для газовых залежей с аномально высокими давлениями Феткович (Fetkovich) и соавт. (1998), с учетом притока воды из глинистых сланцев, вывели обобщенное уравнение материального баланса для газовой залежи, учитывающее полное сум.

марное влияние различных коэффициентов сжимаемости, а также общее количество воды, находящейся в залежи. Понятие «вода, находящаяся в залежи» включает в себя:

- связанную воду;
- воду из сланцевых пропластков и непродуктивных пород;
- воду из приграничных водоносных горизонтов.

Авторы представили воду, находящуюся в залежи, как отношение общего объема воды, находящейся в залежи, к поровому объему залежи:

M — общий объем воды в залежи / поровый объем залежи,

где M — безразмерный объемный коэффициент.

При выводе обобщенного уравнения материального баланса авторы также ввели понятие суммарной эффективной сжимаемости $\bar{c}_e$:

$$\bar{c}_e = \frac{S_{wi}\bar{c}_w + M(\bar{c}_f + \bar{c}_w) + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}}, \quad [3.3.34]$$

где:

- $\bar{c}_e$ — суммарная эффективная сжимаемость, пси^{-1} ;
- $\bar{c}_f$ — общая сжимаемость порового объема (пси^{-1});
- $\bar{c}_w$ — общая суммарная сжимаемость воды, пси^{-1} ;
- S_{wi} — начальная водонасыщенность.

Теперь уравнение материального баланса для газовой залежи выглядит следующим образом:

$$\frac{P}{Z}[1 - \bar{c}_e(P - p)] = \frac{P_i}{Z_i} - \left[\frac{(P_i/Z_i)}{G} \right] G_p. \quad [3.3.35]$$

Выражение для $\bar{c}_e$ отражает суммарное изменение эффективного порового пространства, обусловленное влиянием коэффициентов сжимаемости и притоком воды из сланцевых пропластков, непродуктивных пород пласта и небольших ограниченных водоносных горизонтов. Влияние функции сжимаемости $\bar{c}_e$ на уравнение материального баланса в значительной степени зависит от значений $\bar{c}_w$, $\bar{c}_f$ и безразмерного параметра M . Нелинейный характер графика p/Z от G_p обусловлен, в первую очередь, изменением величины $\bar{c}_e$ по мере падения пластового давления:

- Первый прямолинейный участок на ранней стадии графической зависимости формируется в условиях аномально высокого давления при значительном влиянии $\bar{c}_w$ и $\bar{c}_f$ (которые описываются функцией $\bar{c}_e$).
- Второй прямолинейный участок относится

к более поздней стадии, когда коэффициент сжимаемости газа увеличивается настолько, что становится доминирующим в описании режима залежи.

Процедуру оценки начальных геологических запасов газа G по формуле 3.3.35 можно представить в виде следующих шагов:

Шаг 1. Используя имеющиеся значения коэффициентов сжимаемости для породы и воды ($\bar{c}_f$ и $\bar{c}_w$ как функция давления), полученные по формуле 3.3.34, создадим семейство кривых $\bar{c}_e$ для нескольких принятых значений безразмерного объемного коэффициента M :

$$\bar{c}_e = \frac{S_{wi}\bar{c}_w + M(\bar{c}_f + \bar{c}_w) + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}}.$$

Шаг 2. Зададим диапазон значений G , наибольшее из которых получено экстраполяцией данных для ранней стадии разработки залежи, а наименьшее несколько превышает текущее значение G_p . Для принятого значения G рассчитаем $\bar{c}_e$ по формуле 3.3.35 для каждой измеренной точки данных с координатами p/Z и G_p :

$$\bar{c}_e = \left[1 - \frac{(p/Z)}{(p/Z)} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \right] \frac{1}{p - p}.$$

Шаг 3. Для принятого выше значения G построим график $\bar{c}_e$, рассчитанный в шаге 2, как функцию от давления. Затем повторим процедуру для всех прочих значений G . Это семейство кривых $\bar{c}_e$, по сути, создается независимо от уравнения материального баланса для установления соответствия со значениями $\bar{c}_e$, рассчитанными в шаге 1.

Шаг 4. Выбор соответствующих кривых дает значения G , M , а также функцию $\bar{c}_e$, на основе которых можно прогнозировать характер зависимости p/Z от G_p . Для этого преобразуем выражение 3.3.35, выберем несколько значений p/Z и рассчитаем для них соответствующие значения G_p , тогда имеем:

$$G_p = G \left\{ 1 - \left(\frac{Z_i}{p} \frac{P}{Z} \right) \left[1 - \bar{c}_e(P - p) \right] \right\}.$$

График Пастона (Paston) и соавт. для газовых залежей с аномально высоким давлением

Харвилл и Хоукинс (Harville и Hawkins, 1969) связали вогнутую вниз форму кривой p/Z от G_p для газовых залежей с высоким давлением со смыканием пор и оседанием породы пласта. Хаммерлиндл (Hammerlindl, 1971) рассчитал изменения порового объема и показал, что изотермическая сжимаемость системы изменяется от $28 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$ при начальных условиях до $6 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$ при конечных условиях. Постон и Берг (Poston и Berg, 1997) предложили преобразовать уравнение материального баланса для газовой залежи, так чтобы одновременно

решить его относительно начальных геологических запасов газа, коэффициента сжимаемости пласта и притока воды. Уравнение материального баланса, представленное формулой 3.3.17, можно преобразовать следующим образом:

$$\frac{1}{\Delta p} \left[\left(\frac{pZ}{pZ_i} \right) - 1 \right] = \left(\frac{1}{G} \left[\left(\frac{Zp_i}{Z_i p} \right) \left(\frac{G_p}{\Delta p} \right) \right] - (c_e + W_{en}) \right),$$

где энергетический член для чистого водопритока W_{en} и эффективной сжимаемости c_e выражается, как:

$$W_{en} = \frac{(W_e - W_p) B_w}{\Delta p G B_{gi}};$$

$$c_e = \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}},$$

где:

G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;

B_{gi} — исходный объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³;

c_w — коэффициент сжимаемости воды, пси⁻¹;

$\Delta p = p_i - p$.

Из приведенной выше формы уравнения материального баланса видно, что для замкнутой газовой залежи (т. е. при $W_e = 0$) с постоянным эффективным коэффициентом сжимаемости график левой части уравнения от $(Zp_i/Zp)(Gp/\Delta p)$ представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом $1/G$ и отрицательным значением в точке пересечения с осью ординат $-c_e$, что позволяет решить это уравнение относительно коэффициента сжимаемости пласта c_e :

$$c_e = c_e(1 - S_{wi}) - c_w S_{wi}.$$

Практика показала, что значения c_e варьируются в диапазоне $6 \times 10^{-6} < c_e < 25 \times 10^{-6}$ пси⁻¹, если значения c_e , полученные по приведенной выше формуле, превышают 25×10^{-6} , это может указывать на наличие водопритока.

Методика Хаммерлинда для газовых залежей с аномально высоким давлением

Хаммерлинд (Hammerlindl, 1971) предложил две методики для коррекции кажущихся значений геологических запасов газа G_{app} , полученных экстраполяцией начального прямого участка графика p/Z от G_p . В обеих методиках используется начальное пластовое давление p_i и среднее пластовое давление p_r , взятое в период, когда залежь еще ведет себя как пласт с аномально высоким давлением. Математические выражения, предложенные для описания обеих методик, приведены ниже.

Методика I

Хаммерлинд (Hammerlindl) предположил, что фактическое значение геологических запасов газа G можно рассчитать на основе кажущегося значения геологических запасов газа G_{app} , введя отношение R эффективной общей сжимаемости системы к сжимаемости газа:

$$G = \frac{G_{app}}{R}$$

с:

$$R = \frac{1}{2} \left(\frac{c_{eff,i}}{c_{gi}} + \frac{c_{eff,l}}{c_{gl}} \right),$$

где эффективная общая сжимаемость системы $c_{eff,i}$ при начальном пластовом давлении и эффективная сжимаемость системы $c_{eff,l}$ при пластовом давлении p_r определяются следующими выражениями:

$$c_{eff,i} = \frac{S_{gi} c_{gi} + S_{wi} c_{wi} + c_f}{S_{gi}};$$

$$c_{eff,l} = \frac{S_{gi} c_{gi} + S_{wi} c_{wi} + c_f}{S_{gi}};$$

где:

p_i — начальное пластовое давление, пси;

p_r — среднее пластовое давление, взятое в период, когда залежь еще ведет себя как пласт с аномально высоким давлением, пси;

c_{gi} — коэффициент сжимаемости газа при p_i , пси⁻¹;

c_{gl} — коэффициент сжимаемости газа при p_r , пси⁻¹;

c_{wi} — коэффициент сжимаемости воды при p_i , пси⁻¹;

c_{wl} — коэффициент сжимаемости воды при p_r , пси⁻¹;

S_{wi} — начальное водонасыщение.

Методика II

Во второй методике Хаммерлинда также используются два значения давления p_i и p_r для расчета фактического значения геологических запасов газа из следующего соотношения:

$$G = \text{Corr } G_{app},$$

где поправочный коэффициент Corr определяется по формуле:

$$\text{Corr} = \frac{(B_{gi} - B_{gl}) S_{gi}}{(B_{gi} - B_{gl}) S_{gi} + B_{gl} (p_i - p_r) (c_i + c_w S_{wi})},$$

а B_{gl} — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при давлениях p_i и p_r , фут³/ст. фут³, рассчитывается из выражения:

$$B_g = 0,02827 \frac{ZT}{p}$$

Влияние темпов отбора газа на конечную газоотдачу

Замкнутые газовые залежи, по сути, разрабатываются за счет упругого расширения газа и, следовательно, конечная накопленная добыча газа (газоотдача) не зависит от производительности месторождения. Газонасыщенность в залежах такого типа не снижается никогда, уменьшается только количество газа в поровом пространстве. Поэтому важно понизить давление забрасывания до минимального возможного уровня. Из замкнутых газовых залежей зачастую удается добыть до 90 % от исходных геологических запасов газа.

Коле (Cole, 1969) показал, что для газовых залежей с водонапорным режимом добыча может зависеть от темпов отбора. Существуют два фактора, которые могут определять влияние темпов отбора на конечную накопленную добычу газа. Во-первых, в газовых залежах с водонапорным режимом давление забрасывания может быть достаточно высоким, в некоторых случаях оно ниже начального давления всего лишь на несколько пси. В этом случае в поровом пространстве на момент забрасывания (прекращения разработки) остается относительно большое количество газа. Однако поступающая в пласт вода снижает начальную газонасыщенность. Таким образом, высокое давление забрасывания в некоторой степени компенсируется снижением начальной газонасыщенности. Если залежь можно эксплуатировать с производительностью, превышающей скорость притока воды в залежь, без формирования водяного конуса, то высокий дебит может привести к максимальному накопленному отбору благодаря оптимальному сочетанию снижения давления забрасывания и начальной газонасыщенности. Во-вторых, в газовых залежах формирование водяного конуса может создавать достаточно серьезные проблемы, для ослабления которых необходимо ограничивать темпы отбора.

Коле предположил, что из газовых залежей с водонапорным режимом отбор существенно ниже, чем из замкнутых газовых залежей. Практика показала, что накопленный отбор из залежей с водонапорным режимом составляет примерно 50–60 % от начальных геологических запасов газа. Также при определении конечной добычи огромное значение имеет структура расположения добывающих скважин на структуре и величина водяного конуса (конуса обводнения). При определенных обстоятельствах, например при очень высоком расположении забоев скважин и крайне низкой тенденции к образованию конуса обводнения, накопленный отбор из залежей с водонапорным режимом может превышать накопленный отбор из залежей, разрабатываемых без

поддержания пластового давления. Давление забрасывания является основным фактором при определении коэффициента газоотдачи, а проницаемость обычно представляет собой наиболее важный параметр при определении давления забрасывания. Залежи с низкой проницаемостью характеризуются более высокими значениями давления забрасывания, чем залежи с высокой проницаемостью. Необходимо поддерживать определенную минимальную производительность, а высокая проницаемость позволяет обеспечить эту минимальную производительность при меньшем давлении.

3.4. Метан, содержащийся в угольных пластах (СВМ)

Термин «уголь» относится к осадочным горным породам, содержащим более 50 % масс. и более 70 % об. органических веществ, которые состоят главным образом из углерода, водорода и кислорода, а также собственной влаги. Угли содержат широкий спектр углеводородов и неуглеводородных компонентов. Хотя термин «метан» используется в отрасли достаточно часто, на практике добытый газ обычно представляет собой смесь соединений C_1 , C_2 , следы C_3 , а также более тяжелых N_2 и CO_2 . Метан как одна из таких углеводородных составляющих угля представляет особый интерес по двум причинам:

- 1) Обычно метан содержится в угле в высоких концентрациях, которые определяются составом, температурой, давлением и другими факторами.
- 2) В отличие от многих других типов веществ, захваченных углем, метан легко высвобождается в результате простого снижения давления в пласте. Прочие углеводороды надежно удерживаются, и обычно высвобождаются только с помощью различных экстракционных методик.

Левин (Levine, 1991) предположил, что составляющие угольный пласт материалы можно в целом разбить на две следующие категории:

- 1) «Летучие» материалы (компоненты) с низкой молекулярной массой, которые высвобождаются из угольного пласта в результате снижения давления, слабого нагрева или экстракции растворителями.
- 2) Материалы, которые остаются в твердом состоянии после отделения летучих компонентов.

Большая часть основных данных, необходимых для оценки геологических запасов газа и расчета прочих характеристик, поступает, главным образом, в результате следующих анализов кернов:

- Испытания десорбции в закрытом контейнере. Эти испытания проводятся на угольных пробах и позволяют определить следующие данные:

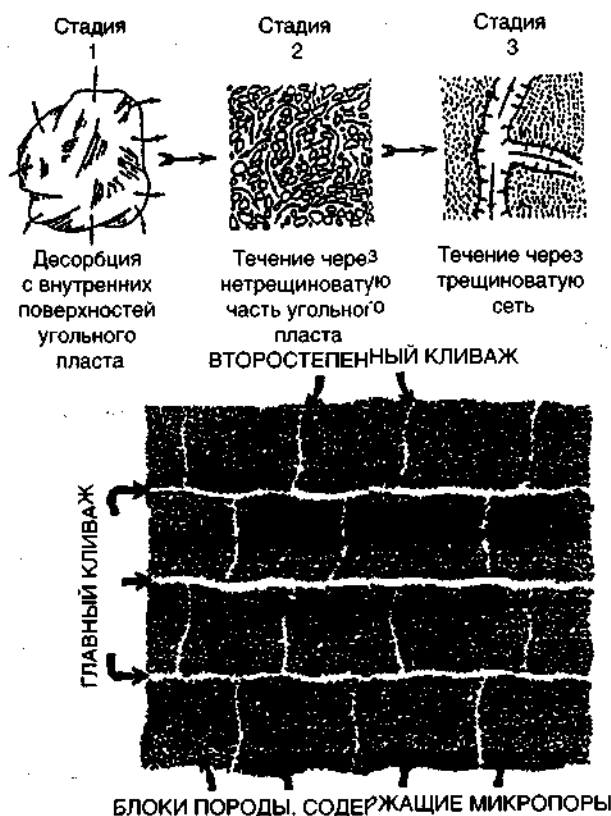


Рис. 3.30. Динамика течения метана в угольном пласте (по: King и соавт., 1986)

- общее количество газа G_c , адсорбированного на угольной пробе, ст. фут³/тонну угля;
- время десорбции t , то есть время, необходимое для высвобождения 63 % от общего количества адсорбированного газа.
- ♦ **Определение составных частей смеси.** Эти испытания предназначены для определения содержания в угле следующих компонентов:
 - зольность;
 - содержание связанного углерода;
 - влажесодержание;
 - содержание летучих веществ.

Ремнер (Remner) и соавт. (1986) представили всестороннее исследование влияния свойств угольного пласта на процесс высвобождения содержащегося в нем метана. Авторы показали, что сложность коллекторских свойств угольных пластов обусловлена тем, что они представляют собой трещинные коллекторы, характеризующиеся двумя структурами с различной пористостью. Эти структуры следующие:

- 1) **Структура с первичной пористостью.** В этих пластах порода с первичной пористостью характеризуется очень мелкими

порами («микропорами») и крайне низкой проницаемостью. Эти микропоры имеют огромную площадь внутренней поверхности, на которой может адсорбироваться значительное количество газа. Такая низкая проницаемость делает структуру с первичной пористостью непроницаемой для газа и недоступной для воды. Однако десорбированный газ может проникать (проходить) через структуру с первичной пористостью в процессе диффузии, который описывается ниже в данном разделе. Микропоры, по сути, являются основным типом пор в угле.

- 2) **Структура с вторичной пористостью.** Структура угольного пласта с вторичной пористостью («макропорами») состоит из естественной сети трещин и разрывов, присущей любым типам угля. Макропоры, которые также называют кливажными трещинами, действуют как отводные каналы по отношению к структуре с первичной пористостью и обеспечивают необходимую проницаемость для течения флюида. По этим каналам флюид поступает к добывающей скважине, как показано на рис. 3.30.

Кливажные трещины, по сути, можно классифицировать следующим образом:

а) *Главный кливаж*: главные кливажные трещины, как схематично показано на рис. 3.30 Ремнером (Remner) и соавт., непрерывно проходят через весь пласт и способны отводить флюид с больших площадей.

б) *Вспомогательный кливаж*: вспомогательные кливажные трещины контактируют с намного меньшей по площади поверхностью пласта и, таким образом, характеризуются ограниченными возможностями по отводу флюида.

В дополнение к системе кливажных трещин в углях может также иметься система трещин, образованных в результате тектонических процессов. Течение воды и газа к метановым скважинам угольного пласта осуществляется по системам кливажных и тектонических трещин. Эти трещины в совокупности определяют объемную проницаемость, которая измеряется в ходе испытаний метановых скважин угольного пласта.

Весь метан, т. е. геологические запасы газа, содержится адсорбированным на внутренних поверхностях угля. Такое состояние называют «почти жидким» в отличие от свободной газовой фазы. Считается, что кливажные трещины в угольном пласте изначально насыщены водой, которую необходимо удалить (отобрать), чтобы понизить пластовое давление. После снижения давления газ высвобождается (десорбируется) из угольной породы (микропор) в трещины. Добыча газа в этом случае осуществляется по четырехступенчатому процессу, включающему следующие шаги.

Шаг 1. Удаление воды из кливажных трещин в угольном пласте и понижение пластового давления до давления десорбции газа. Этот процесс называют дегидратацией или обезвоживанием.

Шаг 2. Десорбция газа с внутренних поверхностей угольного пласта.

Шаг 3. Диффузия десорбированного газа к кливажным трещинам в угольном пласте.

Шаг 4. Течение газа по трещинам к стволу скважины.

Экономическая целесообразность разработки метана, содержащегося в угольных пластах (СВМ), зависит от следующих четырех характеристик угольного пласта:

- 1) содержание газа G ;
- 2) плотность угля ρ ;
- 3) продуктивность и коэффициент эффективности дегазации;
- 4) проницаемость и пористость.

Хьюз и Логан (Hughes и Logan, 1990) показали, что экономически рентабельный пласт должен, в первую очередь, содержать достаточное количество адсорбированного газа (иметь достаточное газосодержание), обладать достаточной проницаемостью для добычи этого

газа, характеризоваться достаточно высоким давлением, обуславливающим надлежащую газонасыщенность пласта, и, наконец, время десорбции должно обеспечивать экономически целесообразную добычу газа. Ниже рассматриваются эти четыре основных параметра угольного пласта, которые определяют экономическую целесообразность его разработки.

3.4.1. Газосодержание

В угольном пласте газ адсорбирован на высоко-развитой поверхности угля. Для оценки газосодержания свежесобранный керн из угольного пласта помещают в герметичный контейнер для анализа десорбции газа. Недостатком данного метода анализа является то, что измеренный объем десорбированного газа не равен общему газосодержанию, поскольку большое количество газа обычно теряется в процессе отбора проб.

Объем газа, который теряется во время отбора керна, также называют «потерянным газом». Объем потерянного газа можно определить непосредственно по методике, утвержденной USBM (United States Bureau of Mines — Горнорудное управление США), как показано на рис. 3.31. Эта методика заключается в построении графика объема десорбированного газа от квадратного корня из времени $\sqrt{t}$ в декартовой системе координат с последующей экстраполяцией результатов измерений, полученных на начальной стадии исследования, на нулевую временную отметку. Опыт показал, что эта методика приемлема для мелкозалегающих угольных пластов с низким давлением и температурой, в которых потери составляют 5—10% от общего объема адсорбированного на угле газа. Однако в угольных пластах с более высокими давлениями потери могут превышать 50% от общего объема адсорбированного газа.

Необходимо отметить, что часть газа может оставаться адсорбированной на образце керна вплоть до завершения измерений. Такой газ, оставшийся после завершения испытаний на десорбцию, называют «остаточным газом». МакЛеннан и Шафер (McLennan и Schafer, 1995) и Нельсон (Nelson, 1999) показали, что скорость десорбции газа из угля настолько мала, что для полного его высвобождения потребуется слишком много времени. Количество газа, оставшегося на момент завершения измерений десорбции, определяется путем измельчения образца и измерения остаточного объема газа. Основным ограничением этой прямой методики анализа является то, что она дает различное газосодержание в зависимости от типа угольной пробы, условий измерения десорбции газа и способа оценки потерь. Нельсон (Nelson, 1999) показал, что неточное количественное определение объема газа, который может оставаться в угольной пробе на момент завершения измерений десорбции, существенно занижает

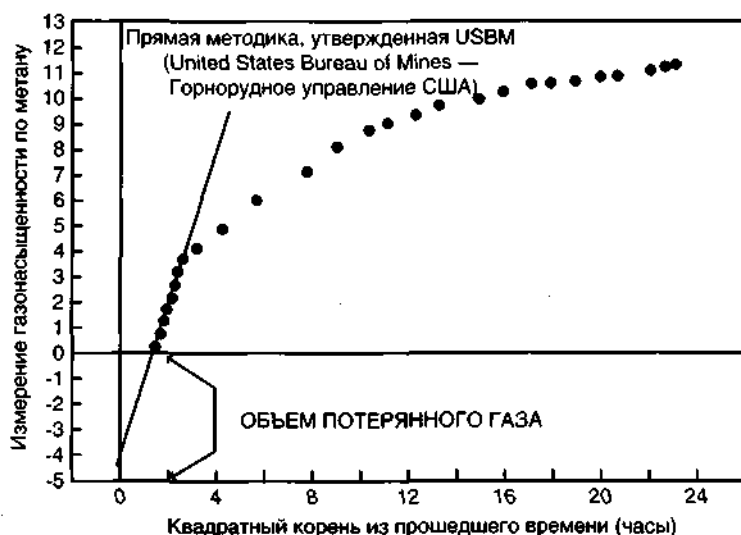


Рис. 3.31. График результатов исследований для определения объема потерянного газа

полученные оценки геологических запасов газа в угольном пласте. Этот остаточный объем газа может быть значительным и составлять от 5 до 50 % от общего объема адсорбированного газа.

Еще одно важное лабораторное измерение известно под названием «изотерма сорбции» и позволяет связать газонасыщенность угольной пробы с давлением. Эта информация необходима для прогнозирования объема газа, который будет высвобождаться из угольного пласта по мере падения пластового давления. Обратите внимание, что газосодержание G_i представляет собой результат измерения фактического (общего) объема газа, содержащегося в конкретном угольном пласте, тогда как изотерма сорбции определяет соотношение между давлением и способностью данного образца угля удерживать газ при постоянной температуре.

Для оценки конечных извлекаемых запасов и динамики добычи необходимо точно определить как газосодержание, так и изотерму сорбции. Пример характерной изотермы сорбции приведен на рис. 3.32 (по данным Мэйвора (Mavor) и соавт., 1990). Эта изотерма сорбции была построена по результатам измерения пробы, взятой из скважины на угольном месторождении Fruitland Formation в бассейне Сан-Хуан (San Juan), Нью-Мексико. Авторы показали, что общее газосодержание G_i угля по данным испытаний на десорбцию в контейнере, проведенных на образцах керна, взятых в месте расположения скважины, было определено, как 355 ст. фут³/тонну. Это газосодержание меньше газонасыщенности пласта в 440 ст.

фут³/тонну, полученной по изотерме сорбции для начального пластового давления 1620 пси, абс. [11,2 МПа]. Это означает, что давление необходимо понизить до 648 пси (абс.) [4,5 МПа], что соответствует отметке в 355 ст. фут³/тонну на изотерме сорбции. Это давление называют критическим давлением или давлением десорбции p_d . По этому значению можно определить степень насыщения или ненасыщения угольного пласта. Насыщенный угольный пласт содержит максимально возможное при конкретном пластовом давлении и температуре количество адсорбированного газа. Этот показатель аналогичен давлению насыщения в нефтяном пласте, которое равно начальному пластовому давлению. Если начальное пластовое давление превышает критическое давление десорбции, угольный пласт считается ненасыщенным, как в случае угольного месторождения Fruitland Formation. Ненасыщенное состояние угольного пласта является нежелательным, поскольку в этом случае приходится отбирать большее количество воды (процесс обезвоживания) до того, как начнет течь газ.

В ненасыщенном пласте, т. е. $p_i > p_d$, общий объем воды, подлежащей отбору для снижения начального пластового давления p_i до давления десорбции p_d , можно рассчитать, исходя из общего коэффициента сжимаемости:

$$c_i = \frac{1}{W_i} \frac{W_p}{p_i - p_d}, \quad [3.4.1]$$

где:

W_p — общий объем извлеченной воды, барр.;

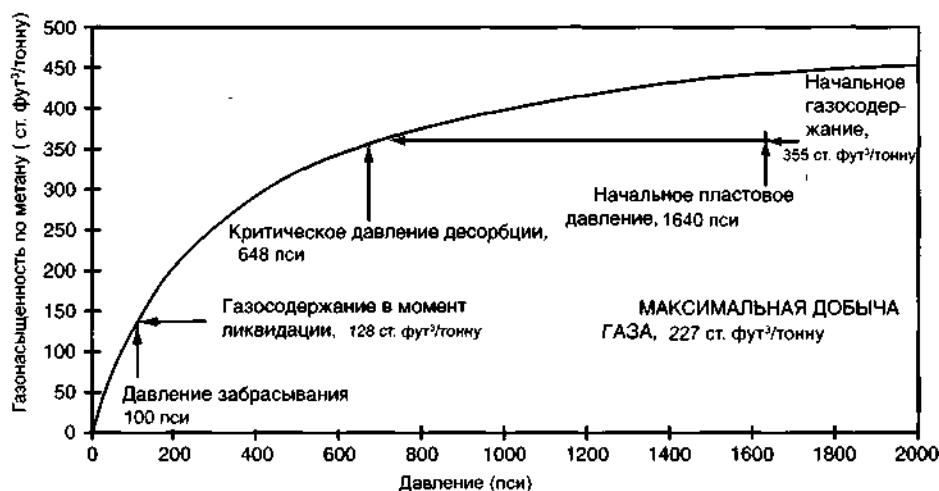


Рис. 3.32. Изотерма сорбции (по: Mavor и соавт. 1990)

W_i — общий объем воды в пласте (на участке), барр.;

p_i — начальное пластовое давление, пси;

p_d — давление десорбции, пси;

c_i — общий коэффициент сжимаемости в пси^{-1} , рассчитанный по формуле:

$$c_i = c_w + c_f$$

с:

c_w — коэффициент сжимаемости воды;

c_f — коэффициент сжимаемости пласта.

Решив уравнение 3.4.1 относительно удаленного количества воды, получим:

$$W_p = c_i W_i (p_i - p_d). \quad [3.4.2]$$

Пример 3.9. Ненасыщенный угольный пласт характеризуется следующими параметрами:

Площадь области дренирования = 160 акр [0,65 км²], толщина = 15 фут [4,6 м], пористость = 3%. Начальное давление = 650 пси (абс.) [4,5 МПа], давление десорбции = 450 пси (абс.) [3,1 МПа], общий коэффициент сжимаемости = $16 \times 10^{-5} \text{ пси}^{-1}$.

Требуется рассчитать общий объем воды, который необходимо отобрать, чтобы понизить пластовое давление от начального уровня до давления десорбции.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем общий объем воды, изначально содержащийся в области дренирования:

$$W_i = 7758 A h \phi S_{wi},$$

$$W_i = 7758 (160) (15) (0.03) (1.0) = 558\,576 \text{ барр.}$$

Шаг 2. Рассчитаем общий объем воды, который необходимо отобрать, чтобы достичь давления десорбции, по формуле 3.4.2:

$$W_p = 16 (10^{-5}) (558\,576) (650 - 450) = 17\,874 \text{ барр.}$$

Шаг 3. Допустив, что отбор из области дренирования осуществляется только из одной скважины с производительностью 300 барр./сут., рассчитаем общее время, необходимое для достижения давления десорбции:

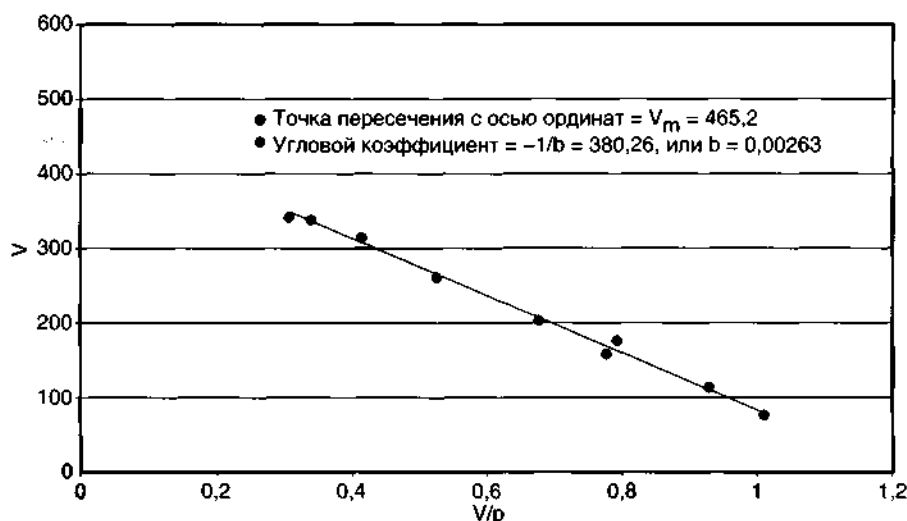
$$t = 17\,874 / 300 = 60 \text{ сут.}$$

Для большинства угольных пластов количество удерживаемого в них газа определяется, в первую очередь, типом угля, зольностью и начальным пластовым давлением. Объем газа, адсорбированного в угольном пласте, нелинейно зависит от давления. Обычно при использовании данных изотермы сорбции предполагается, что зависимость газонасыщенности пласта от давления описывается соотношением, изначально предложенным Ленгмюром (Langmuir, 1918). Данные изотермы сорбции, которые подчиняются этому соотношению, называют «изотермой Ленгмюра» и выражают в виде:

$$V = V_L \frac{p}{p + p_L}, \quad [3.4.3]$$

где:

V — текущий объем адсорбированного газа при давлении p , ст. фут³/фут³ угля;

Рис. 3.33. График объема V от отношения V/p по примеру 3.10

V_L — ленгмюровский объем, ст. фут³/фут³;
 p_L — ленгмюровское давление, пси;
 p — пластовое давление, пси.

Поскольку количество адсорбированного газа зависит от массы угля, а не от его объема, запишем уравнение Ленгмюра в более удобной форме, в которой объем адсорбированного газа выражен в ст. фут³/тонну:

$$V = V_m \frac{bp}{1+bp}, \quad [3.4.4]$$

где:

V — текущий объем адсорбированного газа при давлении p , ст. фут³/тонну;
 V_m — константа ленгмюровской изотермы, ст. фут³/тонну;
 b — константа ленгмюровского давления, пси⁻¹;
 p — давление, пси.

Два набора ленгмюровских констант связаны соотношениями:

$$V_L = 0,031214 V_m \rho_B,$$

и:

$$p_L = \frac{1}{b},$$

где ρ_B — объемная плотность угольного месторождения в г/см³.

Ленгмюровское давление b и объем V_m можно определить путем подбора данных изотермы сорбции по формуле 3.4.4. Уравнение можно линеаризовать следующим образом:

$$V = V_m - \left(\frac{1}{b} \right) \frac{V}{p}. \quad [3.4.5]$$

Приведенное выше соотношение предполагает, что график объема десорбированного газа V от отношения V/p в декартовых координатах представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом $-1/b$ и точкой пересечения с осью ординат V_m .

Аналогично, если объем десорбированного газа выражается в ст. фут³/фут³, выражение 3.4.3 можно представить в виде уравнения прямой линии:

$$V = V_L - p_L \left(\frac{V}{p} \right)$$

График V в ст. фут³/фут³ от V/p представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат V_L и отрицательным угловым коэффициентом $-p_L$.

Пример 3.10. Приведенные ниже данные для изотермы сорбции представлены Мейвором (Mavor) и соавт. (1990) для угольной пробы, взятой в бассейне Сан-Хуан.

p (пси)	76,0	122,0	205,0	221,0	305,0	504,0	507,0	756,0	1001,0	1008,0
V (ст. фут ³ /тонну)	77,0	113,2	159,8	175,0	206,4	265,3	267,2	311,9	339,5	340,5

Рассчитать константу ленгмюровской изотермы V_m и константу ленгмюровского давления b для угольной пробы, взятой в бассейне Сан-Хуан.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем V/p для каждой точки данных и составим следующую таблицу:

p	V	V/p
76,0	77,0	1,013158
122,0	113,2	0,927869
205,0	159,8	0,779512
221,0	175,0	0,791855
305,0	206,4	0,676721
504,0	265,3	0,526389
507,0	267,2	0,527022
756,0	311,9	0,412566
1001,0	339,5	0,339161
1108,0	340,5	0,307310

Шаг 2. Построим график V от V/p в декартовых координатах, как показано на рис. 3.33, и проведем через точки прямую наилучшего соответствия.

Шаг 3. Определим угловой коэффициент прямой и ее точку пересечения с осью ординат:

Точка пересечения $= V_m = 465,2$ ст. фут³/тонну.
Угловой коэффициент $= -1/b = -380,26$ или $b = 0,00263$ пси⁻¹.

Шаг 4. Уравнение Ленгмюра, т. е. уравнение 3.4.4, можно записать в следующем виде:

$$V = 465,2 \frac{0,00263p}{1 + 0,00263p}.$$

Сейдл и Аррл (Seidle и Arri, 1990) предположили, что десорбированный газ начнет течь по кливажным трещинам через временной интервал, который требуется скважине для достижения псевдостационарного состояния. Для газовой скважины, которая расположена в центре области дренирования круговой или квадратной формы, псевдостационарный режим течения устанавливается, когда безразмерное время t_{DA} составляет 0,1, или:

$$t_{DA} = 0,1 = \frac{2,637(10^{-4})k_t t}{\phi(\mu_g c_i) A}.$$

Решив относительно времени t , получим:

$$t = \frac{379,2\phi(\mu_g c_i) A}{K_g},$$

где:

t — время, часы;

A — площадь области дренирования, фут²;

k_g — эффективная проницаемость газа, мД;

ϕ — пористость кливажных трещин;

μ_g — вязкость газа, сП;

c_i — общий коэффициент сжимаемости системы, пси⁻¹.

Вязкость газа и сжимаемость системы рассчитываются при давлении десорбции. Общий коэффициент сжимаемости системы определяется по формуле:

$$c_i = c_p + S_w c_w + S_g c_g + c_s,$$

где:

c_p — сжимаемость кливажных трещин, пси⁻¹;

S_w — водонасыщенность;

S_g — газонасыщенность;

c_w — коэффициент сжимаемости воды, пси⁻¹;

c_g — коэффициент сжимаемости газа, пси⁻¹;

c_s — кажущийся сорбционный коэффициент сжимаемости, пси⁻¹.

Авторы показали, что адсорбция газа на поверхности угля увеличивает общий коэффициент сжимаемости системы на c_s , т. е. кажущийся сорбционный коэффициент сжимаемости, что выражается следующим образом:

$$c_s = \frac{0,17525B_g V_m \rho_B b}{\phi(1 + b p)^2}, \quad [3.4.6]$$

где:

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³;

ρ_B — объемная плотность угольного пласта, г/см³;

V_m, b — ленгмюровские константы.

Пример 3.11. В дополнение к данным, приведенным в примере 3.10, для угля из месторождения Сан-Хуан, известны также следующие свойства:

$\rho_B = 1,3$ г/см³; $\phi = 2\%$; $T = 575^\circ R$;

$p_d = 600$ psi; $\sigma = 0,9$; $S_g = 0,1$;

$c_i = 15 \times 10^{-6}$ пси⁻¹; $c_w = 10 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;

$c_g = 2,3 \times 10^{-3}$ пси⁻¹;

$A = 40$ акр; $k_g = 5$ мД; $\mu_g = 0,012$ сП;

Z фактор при 600 пси = 0,86.

Требуется рассчитать время, необходимое для достижения полустационарного состояния.

Решение.

Шаг 1. Из примера 3.10:

$$V_m = 465,2$$

$$b = 0,002$$

Шаг 2. Рассчитаем B_g в барр./ст. фут³ по формуле 3.2.6 или:

$$\begin{aligned} B_g &= 0,00504 \frac{ZT}{P} = \\ &= 0,00504 \frac{(0,86)(575)}{600} = 0,00415 \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем c_i по формуле 3.4.6, тогда:

$$\begin{aligned} c_i &= \frac{0,17525(0,00415)(465,2)(1,3)(0,00263)}{0,02[1+(0,00263)(600)]^2} = \\ &= 8,71 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

Шаг 4. Рассчитаем c_i :

$$\begin{aligned} c_i &= 15(10^{-6}) + 0,9(10)(10^{-6}) + 0,1(2,3)(10^{-3}) + \\ &+ 8,71(10^{-3}) = 0,011 \text{ psi}^{-1}. \end{aligned}$$

Шаг 5. Рассчитаем время, необходимое для достижения псевдостационарного состояния:

$$\begin{aligned} t &= \frac{(379,2)(0,03)(0,012)(0,011)(40)(43\,560)}{5} = \\ &= 523 \text{ часа}. \end{aligned}$$

Сейдл и Аррл (Seidle и Arri, 1990) предложили использовать обычную модель «блэк-ойл» для моделирования процесса добычи метана, содержащегося в угольном пласте. Авторы показали, что количество газа, удерживаемое углем при определенном давлении, аналогично количеству газа, растворенного в сырой нефти при заданном давлении. Ленгмюровская изотерма угольных пластов сравнима с соотношением R_g газ/нефть раствора для обычных нефтяных пластов. Поэтому можно использовать обычную модель для описания метана, содержащегося в угольном пласте, в которой вместо газа, растворенного в неподвижной нефти, рассматривается газ, адсорбированный на поверхности угля.

Сейдл и Аррл (Seidle и Arri) предположили, что введение нефтяной фазы должно повлечь за собой увеличение пористости и изменение начальных значений насыщенности. Необходимо также скорректировать кривые относительной проницаемости газо-водяной смеси и изменить свойства неподвижной нефти. Ниже перечислены изменения, необходимые для использования обычной модели «блэк-ойл».

Шаг 1. Выберите для модели любое произвольное значение нефтенасыщенности S_{om} , где индекс m обозначает уровень модели. Начальный уровень можно установить как остаточную нефтенасыщенность, этот уровень должен оставаться постоянным в течение процесса моделирования.

Шаг 2. Изменим фактическую пористость кливажных трещин угольного пласта ϕ_m с помощью следующего выражения:

$$\phi_m = \frac{\phi}{1 - S_{om}}. \quad [3.4.7]$$

Шаг 3. Изменим фактические значения водо- и газонасыщенности, т. е. S_w и S_g , на эквивалентные значения насыщенности $\hat{S}_{wm}$ и $\hat{S}_{gm}$ по формулам:

$$\hat{S}_{wm} = (1 - S_{om})S_w; \quad [3.4.8]$$

$$\hat{S}_{gm} = (1 - S_{om})S_g. \quad [3.4.9]$$

Эти два выражения используются для изменения относительной проницаемости газо-водяной смеси, которые затем подставляются в модель. Фактические значения относительной проницаемости S_{gw} или S_{wg} заменяются эквивалентными значениями насыщенности $\hat{S}_{gm}$ или $\hat{S}_{wm}$.

Шаг 4. Чтобы показать неподвижность нефтяной фазы, приравняем относительную проницаемость нефти к нулю $K_{ro} = 0$ для всех значений насыщенности или зададим очень высокое значение вязкости, например $\mu_o = 10^6$ сП.

Шаг 5. Чтобы связать растворимость газа в неподвижной нефти R_g , преобразуем данные изотермы сорбции в данные растворимости газа с помощью следующей формулы:

$$R_g = \left(\frac{0,17525 p_B}{\phi_m S_{om}} \right) V, \quad [3.4.10]$$

где:

R_g — эквивалентная растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;

V — газосодержание, ст. фут³/ст. барр.;

p_B — объемная плотность угольного пласта, г/см³.

Уравнение 3.4.10 можно преобразовать через ленгмюровские константы, заменив газосодержание V с помощью формулы 3.4.4. Тогда:

$$R_g = \left(\frac{0,17525 p_B}{\phi_m S_{om}} \right) (V_m) \left(\frac{bp}{1 + bp} \right). \quad [3.4.11]$$

Шаг 6. Чтобы сохранить массу в процессе моделирования, объемный коэффициент нефти в пластовых условиях должен быть постоянным и равным 1,0 пл. барр./ст. барр.

С учетом известных значений относительной проницаемости и свойств угольного пласта, полученных Анселлом (Ansell) и соавт. (1980) и Сейдлом и Аррлом (Seidle и Arri, 1990), в следующем примере проиллюстрирована описанная выше методика.

Пример 3.12. Даны следующие характеристики угольного пласта и значение относительной проницаемости:

$S_{gi}=0,0$; $V_m=600$ ст. фут³/тонну;
 $b=0,00200$ пси⁻¹; $\rho_g=1,3$ г/см³; $\phi=3\%$.

S_g	$S_w = 1 - S_g$	K_{rg}	K_{rc}
0,000	1,000	0,000	1,000
0,100	0,900	0,000	0,570
0,200	0,800	0,000	0,300
0,225	0,775	0,024	0,256
0,250	0,750	0,080	0,210
0,300	0,700	0,230	0,140
0,350	0,650	0,470	0,090
0,400	0,600	0,750	0,050
0,450	0,550	0,940	0,020
0,475	0,525	0,980	0,014
0,500	0,500	1,000	0,010
0,600	0,400	1,000	0,000
1,000	0,000	1,000	0,000

Требуется изменить приведенное выше значение относительной проницаемости и преобразовать данные изотермы сорбции в растворимость газа, применимую для модели «блэк-ойл».

Решение.

Шаг 1. Выберем любое произвольное начальное значение нефтенасыщенности, тогда:

$$S_{om} = 0,1.$$

Шаг 2. Изменим фактическую пористость кливажных трещин по формуле 3.4.7:

$$\phi_m = \frac{0,03}{1-0,1} = 0,0333.$$

Шаг 3. Сведем в таблицу значения относительной проницаемости, полученные преобразованием значений насыщенности по формулам 3.4.8 и 3.4.9, тогда:

S_g	S_w	$S_{gm}=0,9S_g$	$S_{wm}=0,9S_w$	k_{rg}	k_{rc}
0,0000	1,0000	0,0000	0,9000	0,0000	1,0000
0,1000	0,9000	0,9000	0,8100	0,0000	0,5700
0,2000	0,8000	0,1800	0,7200	0,0000	0,3000
0,2250	0,7750	0,2025	0,6975	0,0240	0,2560
0,2500	0,7500	0,2250	0,6750	0,0800	0,2100
0,3000	0,7000	0,2700	0,6300	0,2300	0,1400
0,3500	0,6500	0,3150	0,5850	0,4700	0,0900
0,4000	0,6000	0,3600	0,5400	0,7500	0,0500
0,4500	0,5500	0,4045	0,4950	0,9400	0,0200
0,4750	0,5250	0,4275	0,4275	0,9800	0,0140
0,5000	0,5000	0,4500	0,4500	1,0000	0,0100
0,6000	0,4000	0,5400	0,3600	1,0000	0,0000
1,0000	0,0000	0,9000	0,0000	1,0000	0,0000

Шаг 4. Рассчитаем R_i по формуле 3.4.8 или 3.4.9 при различных значениях давления:

$$R_i = \left[\frac{(0,17525)(1,30)}{(0,0333)(0,1)} \right] V = 68\,354V$$

с:

$$V = (660) \frac{0,0002p}{1+0,002p},$$

получим:

p (пси)	V (ст. фут ³ /тонну)	R_i (ст. фут ³ /ст. барр.)
0,0	0,0	0,0
50,0	60,0	4101,0
100,0	110,0	7518,0
150,0	152,3	10520,0
200,0	188,6	12890,0
250,0	220,0	15040,0
300,0	247,5	16920,0
350,0	271,8	18570,0
400,0	293,3	20050,0
450,0	312,6	21370,0
500,0	330,0	22550,0

Для давлений ниже критического давления десорбции относительное извлечение газа можно ориентировочно оценить с помощью следующего соотношения:

$$RF = 1 - \left[\frac{V_m}{G_c} \left(\frac{bp}{1+bp} \right) \right]^a, \quad [3.4.12]$$

где:

- RF — коэффициент извлечения газа;
- V_m, b — ленгмюровские константы;
- V — газосодержание при давлении p , ст. фут³/тонну;
- G_c — газосодержание при критическом давлении десорбции, ст. фут³/тонну;
- p — пластовое давление, пси;
- a — экспонента извлечения.

Экспонента извлечения a учитывает продуктивность, равномерность, плотность размещения скважин, а также другие факторы, влияющие на извлечение газа. Экспонента извлечения обычно варьируется в диапазоне 0,5—0,85 и может быть рассчитана на основе полученного коэффициента извлечения при давлении p . Подробное обсуждение расчетов с использованием уравнения материального баланса и прогнозирование извлечения газа из угольного пласта рассматривается ниже в данной главе.

Пример 3.13. Помимо исходных данных, представленных в примере 3.10, имеется следующая информация:

$G = 330$ ст. фут³/тонну при давлении 500 пси (абс.) [3,4 МПа], $\alpha = 0.82$.

Требуется рассчитать коэффициент извлечения газа как функцию давления до давления ликвидации 100 пси (абс.) [0,69 МПа].

Решение.

Шаг 1. Подставив лентгюровские константы, т. е. V и b , и экспоненту извлечения в формулу 3.4.12, получим:

$$RF = 1 - \left[\frac{660}{330} \left(\frac{0,002p}{1 + 0,002p} \right) \right]^{0,82} =$$

$$= 1 - \left[\frac{0,0004p}{1 + 0,002p} \right]^{0,82}$$

Шаг 2. Выберем несколько значений пластового давления и рассчитаем для них коэффициент извлечения в следующей табличной форме:

p (пси)	RF (%)
450	4,3
400	9,2
350	14,7
300	21,0
250	28,3
200	36,8
150	47,0
100	59,4

На измеренное газосодержание G , изотерму сорбции и, соответственно, на результат определения начальных геологических запасов газа влияет ряд факторов. К этим факторам относятся:

- влагонасыщенность угля;
- температура;
- тип угля.

Эти параметры кратко рассматриваются ниже.

- **Влагонасыщенность.** Одной из основных проблем при измерении газосодержания и изотермы сорбции является воспроизведение условий, в которых уголь содержится в пласте. Влагонасыщенность угля называют массу воды, содержащейся в угольном массиве (не свободную воду в пласте). Как видно из рис. 3.34 и 3.35, влагонасыщенность угля существенно влияет на его газонасыщенность. На рис. 3.34 приведены лентгюровские изотермы для влагонасыщенности от 0,37 до 0,741 %, отражающие кажущееся снижение газонасыщенности по метану. Из рис. 3.35 видно, что количество адсорбированно-



Рис. 3.34. Влияние влагонасыщенности на газонасыщенность

го на угле метана обратно пропорционально собственной влагонасыщенности. Представленные данные подтверждают, что по мере повышения влагонасыщенности угля снижается его способность удерживать газ.

- **Температура.** Температура влияет как на объем газа, удерживаемого углем, так и на скорость десорбции. Многочисленные лабораторные исследования подтвердили следующие два фактора:
 - а) скорость десорбции газа из угля экспоненциально зависит от температуры (т. е. чем выше температура, тем быстрее протекает десорбция);
 - б) сорбционная емкость угля обратно пропорциональна температуре (т. е. по мере повышения температуры сорбционная емкость угля падает, как показано на рис. 3.34).
- **Тип угля.** По классификации Американского общества специалистов по испытаниям и материалам (American Society for Testing and Materials — ASTM) тип угля присваивается в соответствии с его степенью зрелости, определенной по его физико-химическим свойствам. Наиболее часто для определения типа помимо прочих характеристик используют содержание связанного углерода, содержание летучих веществ и теплотворную способность. Важность определения типа угля обуславливается взаимосвязью этой характеристики со способностью угля удерживать образованный газ. На рис. 3.36 показано, что чем выше качество угля, тем выше его газосодержание и газонасыщенность. Угли более высокого качества обладают повышенной способностью сохранять и воспроизводить газ.

3.4.2. Плотность угля

Под геологическими запасами газа G понимают общее количество газа, содержащееся в единичном объеме пластовой породы. Ниже приведено основное уравнение для расчета G :

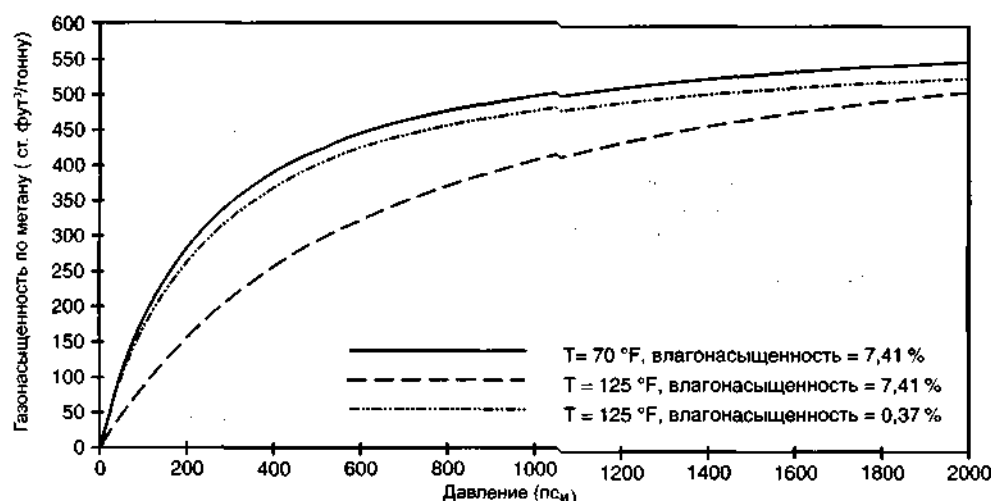


Рис. 3.35. Чувствительность изотермы сорбции к температуре и влагонасыщенности

$$G = 1359,7 A h \rho_v G_c, \quad [3.4.13]$$

где:

- G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;
 A — площадь дренирования, акр;
 h — толщина, фут;
 ρ_v — средняя объемная плотность угля, г/см³;
 G_c — среднее газосодержание, ст. фут³/тонну.

Мейвор и Нельсон (Mavor и Nelson, 1997) показали, что для применения формулы 3.4.13 необходимо знать четыре параметра, т. е. A , h , G_c и ρ_v . Точность расчета G ограничивается неопределенностями или погрешностями при определении этих параметров. Нельсон (Nelson, 1999) показал, что плотность угля в значительной степени зависит от его состава. Поскольку неорганическая составляющая угля имеет намного более высокую плотность, чем органическая, плотность угля в целом непосредственно определяется его неорганической составляющей. Плотность угля и его свойства, связанные с составом, неоднородны по угольному пласту и изменяются в горизонтальном и латеральном направлениях в зависимости от типа угля, влагонасыщенности и других усло-

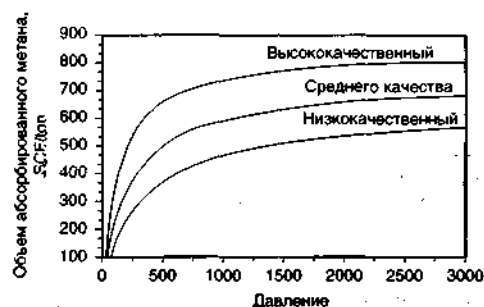


Рис. 3.36. Соотношение между качеством угля и его сорбционной емкостью

вий геологического отложения пород. В качестве примера для иллюстрации существенных изменений плотности угля в горизонтальном и латеральном направлениях Мейвор и Нельсон (Mavor и Nelson, 1997) выбрали три скважины, расположенные на угольном месторождении Fruitland Formation в бассейне Сан-Хуан (San Juan). В приведенной ниже таблице показаны изменения зольности, газосодержания и средней плотности.

Скважина	Интервал	Средняя зольность (%)	Средняя плотность (г/см³)	Среднее газосодержание (ст. фут³/тонну)
1	Промежуточный	27,2	1,49	370
	Основной	20,4	1,44	402
2	Промежуточный	36,4	1,56	425
	Основной	31,7	1,52	460
3	Промежуточный	61,3	1,83	343
	Основной	43,3	1,63	512

Обычно считают, что газонасыщенностью межпластовых пород с плотностью выше $1,75 \text{ г/см}^3$ можно пренебречь.

Из-за высокого содержания органических веществ объемная плотность угля значительно ниже, чем, например, плотность сланца или песчаника, поэтому суммарную толщину угленосных интервалов можно легко определить по данным геофизических исследований. Нельсон (Nelson, 1999) обратил внимание, что в наиболее часто применяющихся методиках анализа толщин угольных газоносных пластов на диаграммах плотностного каротажа значения плотности ограничиваются величиной $1,75 \text{ г/см}^3$, тогда как плотность золы на месторождении в бассейне Сан-Хуан обычно составляет $2,4\text{--}2,5 \text{ г/см}^3$. В породах угольных пластов, имеющих плотность $1,75\text{--}2,5 \text{ г/см}^3$, может находиться значительное количество газа. То есть можно предположить, что расчет толщины угольного пласта по формуле 3.4.13 на основе диаграмм плотностного каротажа с плотностью, ограниченной значением $1,75 \text{ г/см}^3$, дает существенно заниженные геологические запасы газа. Следует отметить, что на плотность угля в значительной степени влияет его влагонасыщенность, которая связана обратной зависимостью с качеством угля. Как видно из уравнения 3.4.13, начальные геологические запасы газа G являются функцией плотности угля ρ . Нивел (Neavel) и соавт. (1999), Ансворз (Unsworth) и соавт. (1989), Пратт (Pratt) и соавт. (1999) и Нельсон (Nelson, 1989) отметили, что высококачественные (битуминозные) угли характеризуются низкой влагонасыщенностью (менее 10%), а низкокачественные (полубитуминозные) — очень высокой влагонасыщенностью (> 25%). Авторы показали, что при зольности 5% плотность сухой массы полубитуминозного угля из угольного бассейна Паудер Ривер (Powder River Basin) составляет $1,4 \text{ г/см}^3$; однако при увеличении влагонасыщенности до 27% плотность при той же зольности в 5% уменьшается до $1,33 \text{ г/см}^3$. Такое различие в значениях плотности показывает, насколько важным является точное определение влагонасыщенности для достоверной оценки геологических запасов газа.

3.4.3. Продуктивность и коэффициент эффективности дегазации

В последнее время значительно повысился интерес к использованию громадных ресурсов метана, содержащегося в угольных пластах. Как говорилось выше, метан находится в адсорбированном состоянии на поверхности угольных пор при определенном пластовом давлении. Чтобы инициировать десорбцию метана с поверхности угля и начать его добычу, это давление необходимо понизить. Пластовое давление обуславливается существующим гидростатическим подпором грунтовых вод. Таким образом, в отличие от обычного газового пласта,

для добычи газа из угольного пласта необходимо сначала провести дегидратацию и понизить давление. Как правило, угольные пласты имеют трещиноватую структуру и содержат латерально распределенные замкнутые вертикальные (кливажные) трещины. Поскольку собственная проницаемость угольного массива обычно крайне мала, экономически целесообразная разработка такого пласта возможна только при наличии развитой сети таких кливажных трещин, обеспечивающих минимально допустимую проницаемость (обычно более 1 мД). Холдич (Holditch) и соавт. (1988) предложили следующие критерии для определения экономической целесообразности добычи газа из угольных пластов:

- 1) наличие развитой сети кливажных трещин, обеспечивающих приемлемую проницаемость;
- 2) достаточно высокое для промышленной разработки газосодержание;
- 3) «выход» сети кливажных трещин к стволу скважины.

Таким образом, для организации добычи газа требуются значительные начальные инвестиции в широкомасштабную разработку месторождения метана, содержащегося в угольном пласте. Большинство угольных пластов, содержащих метан, требуют следующей обработки:

- гидроразрыв пласта для формирования дополнительных кливажных трещин и вывода сети этих трещин к стволу скважины;
- искусственный подъем пластовых вод;
- организация захоронения пластовых вод;
- разработка завершенной сетки размещения скважин.

В общем случае экономическая привлекательность добычи газа из угольного пласта определяется надежным размещением скважин и обработкой пласта.

Всестороннюю теорию продуктивности угольной скважины достаточно сложно разработать, поскольку она должна описывать двухфазное течение газа и воды в угольном пласте. Однако чтобы понизить пластовое давление до давления десорбции, из угольных скважин необходимо откачать значительное количество воды. После обезвоживания области дренирования угольной скважины и выхода добычи газа на максимальный уровень обводненность продукции часто снижается до пренебрежимо малых значений. Максимальный уровень добычи газа часто определяется следующими факторами:

- способностью структуры с первичной пористостью, т. е. угольного массива, поставлять газ в структуру с вторичной пористостью (сеть кливажных трещин);
- проводимостью сети кливажных трещин по отношению к воде.

В отличие от обычных газовых и нефтяных пластов, для которых желательна минимальная интерференция, наиболее эффективное извлечение воды и снижение пластового давления требует максимальной интерференции скважин. Технологические показатели скважин в угольных пластах строго зависят от интерференции давления между скважинами, позволяющей быстро снижать пластовое давление с последующим высвобождением газа из угольного массива. Этой цели можно достичь путем оптимизации двух следующих переменных решения:

- 1) плотность размещения скважин;
- 2) схема размещения скважин.

Уик (Wick) и соавт. (1986) с помощью методики численного моделирования исследовали влияние площади размещения скважин на добычу из одной скважины. В ходе исследования были определены зависимость коэффициентов извлечения из угольного пласта площадью 160 акр [648 тыс. м²], содержащего 1676 ст. куб. фут газа, от площади размещения скважин; период моделирования был выбран равным 15 годам. Ниже приведены результаты исследований для плотностей размещения скважин 20, 40, 80 и 160 акр/скважину [81, 162, 324 и 648 тыс. м²/скважину]:

Плотность размещения скважин (акров/скважину)	Количество скважин на площади в 160 акр	Геологические запасы газа на одну скважину (млн ст. фут ³)	Суммарная добыча газа на одну скважину (млн ст. фут ³)		Коэффициент извлечения (%)	Суммарная добыча газа с площади 160 акр (млн ст. фут ³)
			5 лет	15 лет		
160	1	1676	190	417	25	417
80	2	838	208	388	46	776
40	4	419	197	292	70	1170
20	8	209,5	150	178	85	1429

Полученные результаты позволяют предположить, что количество газа, извлеченного за 15 лет из отдельной скважины, увеличивается с повышением площади размещения скважин, при этом извлечение газа в течение 5 лет с площадей 40, 80 и 160 акр [162, 324 и 648 тыс. м²] удерживается примерно на одном уровне. Это, в первую очередь, связано с необходимостью извлечения воды в области дренирования отдельной скважины перед тем, как добыча газа станет эффективной. Доля добычи газа увеличивается от 25% для площади размещения 160 акр [648 тыс. м²] до 85% для площади 20 акр [81 тыс. м²]. Наибольшая добыча

газа за 15 лет из месторождения площадью 160 акр [648 тыс. м²] достигается при бурении одной скважины на площади 20 акр [81 тыс. м²]. При такой плотности размещения скважин добывается 85% от геологических запасов газа, если же на площади 160 акр [648 тыс. м²] находится только одна скважина, коэффициент извлечения снижается до 25%. Для определения оптимальной плотности размещения скважин, позволяющей получить максимальное извлечение газа и доход, оператор должен выполнить экономическую оценку, учитывающую текущую и прогнозируемую на будущее цены на газ.

Выбор оптимальной схемы размещения скважин в значительной степени зависит от следующих переменных:

- характеристик угольного пласта, т. е. изотропный или анизотропный характер проницаемости;
- конфигурации пласта;
- расположения существующих скважин и общего числа скважин;
- начального гидростатического напора воды и давления десорбции;
- объема воды, подлежащего извлечению, и необходимого понижения давления.

3.4.4. Проницаемость и пористость

Проницаемость угольного пласта, главным образом, определяется величиной эффективного давления в пласте. Изменения эффективного давления по площади угольного пласта могут привести к локальным флуктуациям проницаемости. Также ряд исследований показал, что проницаемость угля может увеличиваться по мере десорбции газа из угольного массива. Серия лабораторных измерений продемонстрировала зависимость проницаемости и пористости от условий давления в угольных пластах, причем характер этой зависимости уникален для каждого конкретного пласта. В процессе добычи свойства кливажной сети изменяются под воздействием двух различных механизмов, имеющих противоположное действие:

- 1) пористость и проницаемость кливажной сети снижаются в результате сжатия и снижения эффективного давления $\Delta\sigma$;
- 2) пористость и проницаемость кливажной сети повышаются вследствие сжатия угольного массива по мере десорбции газа.

Уэльш (Walsh, 1981) предположил, что изменение эффективного давления $\Delta\sigma$ можно выразить в зависимости от пластового давления:

$$\sigma = \sigma_0 - s(p_0 - p) = s\Delta p, \quad [3.4.14]$$

где:

Δp — падение давления от p_0 до p , пси;

p_0 — исходное давление, пси (абс.);

p — текущее давление, пси (абс.);
 σ_0 — исходное эффективное давление, пси (абс.);
 σ — эффективное давление, пси (абс.);
 s — константа, связывающая изменение давления в пси с изменением эффективного давления.

Эффективное давление определяется как разность между общим давлением и давлением пластового флюида. Эффективное давление «закрывает» кливажные трещины и снижает проницаемость угольного пласта. Если эффективное давление σ неизвестно, его можно приближенно определить на любой заданной глубине D по формуле:

$$\sigma = 0,572D.$$

Формулу 3.4.14 можно упростить, присвоив константе s значение 0,572, тогда:

$$\Delta\sigma = 0,572\Delta p.$$

Определим среднюю сжимаемость пор по следующему выражению:

$$\bar{c}_p = \frac{1}{p_0 - p} \int_p^p c_p dp,$$

где:

$\bar{c}_p$ — средняя сжимаемость пор, пси⁻¹;
 c_p — сжимаемость порового объема, пси⁻¹.

Ниже представлены необходимые соотношения для выражения изменений пористости и проницаемости как функции от пластового давления:

$$\phi = \frac{A}{1+A} \quad [3.4.15]$$

с:

$$A = \frac{\phi_0}{1+\phi_0} \exp^{-s\phi_0(\Delta p)} \quad [3.4.16]$$

и:

$$k = k_0 \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^3,$$

где ϕ — пористость, а индекс 0 указывает, что значение относится к начальным условиям.

Сомертон (Somerton) и соавт. (1975) предложили следующий поправочный коэффициент, учитывающий изменение проницаемости пласта с изменением эффективного давления $\Delta\sigma$:

$$k = k_0 \left[\exp \left(\frac{-0,003\Delta\sigma}{(k_0)^{0,1}} \right) + 0,0002(\Delta\sigma)^{1,3} (k_0)^3 \right],$$

где:

k_0 — исходная проницаемость при нулевом эффективном давлении, мД;
 k — проницаемость при эффективном давлении $\Delta\sigma$, мД;
 $\Delta\sigma$ — эффективное давление, пси (абс.).

3.4.5. Уравнение материального баланса для метана, содержащегося в угольном пласте

Уравнение материального баланса представляет собой основной инструмент для оценки исходных геологических запасов газа G и прогнозирования характеристик извлечения для обычных газовых пластов. Уравнение материального баланса выражается формулой 3.3.8:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \left(\frac{P_i T}{T_i V} \right) G_p.$$

Широкое распространение графиков p/Z и простота их построения для обычных газовых пластов привели к ряду попыток, в частности в работах Кинга (King, 1993) и Сейдла (Seidle, 1999), распространить этот метод на нетрадиционные газовые пласты, такие как угольные пласты, содержащие метан (СВМ).

Уравнение материального баланса для пластов СВМ можно представить в следующей обобщенной форме:

Объем добычи газа G_p = исходное количество адсорбированного газа G + исходное количество свободного газа G_f — количество газа G_A , адсорбированное при текущем давлении — оставшееся количество свободного газа G_s ,

или:

$$G_p = G + G_f - G_A - G_s. \quad [3.4.17]$$

Для насыщенного пласта (в котором начальное пластовое давление p_i = давлению десорбции p_d) в отсутствие водопритока можно следующим образом индивидуально определить четыре основных компонента в правой части приведенного выше уравнения.

Исходное количество адсорбированного газа G
 Как следует из приведенного выше уравнения 3.4.13, геологические запасы газа G определяются, как:

$$G = 1359,7 Ah\rho_g G_c,$$

где:

G — исходные геологические запасы газа, ст. фут³;
 ρ_g — объемная плотность угля, г/см³;
 G_c — газосодержание, ст. фут³/тонну;
 A — площадь области дренирования, акр;
 h — средняя толщина, фут.

Исходное количество свободного газа G_F

Определяется по следующей формуле:

$$G_F = 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) E_g, \quad [3.4.18]$$

где:

G_F — исходные геологические запасы свободного газа, ст. фут³;

S_{wi} — начальная водонасыщенность;

ϕ — пористость;

E_g — коэффициент расширения газа при p , в ст. фут³/барр., определяется по следующей формуле:

$$E_g = \frac{5,615 Z_{sc} T_{sc} p_i}{p_{sc} T Z_i} = 198,6 \frac{p_i}{T Z_i}.$$

Количество газа, адсорбированное при давлении p , G_A

Газ, удерживаемый силами адсорбции при любом давлении p , обычно определяется из изотермы адсорбции или математически выражается уравнением Ленгмюра, т. е. уравнением 3.4.4:

$$V = V_{\infty} \frac{bp}{1 + bp},$$

где:

V — текущий объем адсорбированного газа при давлении p , ст. фут³/тонну;

V_{∞} — константа ленгмюровской изотермы, ст. фут³/тонну;

b — константа ленгмюровского давления, пси⁻¹.

Объем адсорбированного газа V , выраженный в ст. фут³/тонну, при пластовом давлении p можно преобразовать в ст. фут³ по следующему соотношению:

$$G_A = 1359,7 A h \rho_g V, \quad [3.4.19]$$

где:

G_A — количество газа, адсорбированное при давлении p , ст. фут³;

ρ_g — средняя объемная плотность угля, г/см³;

V — количество газа, адсорбированное при давлении p , ст. фут³/тонну.

Оставшееся количество свободного газа G_R

На стадии обезвоживания пласта оседание пласта (массива) и расширение воды будет существенно влиять на обводненность продукции. Некоторое количество десорбированного газа остается в квиважной сети угольного пласта и занимает поровый объем, освобождающийся по мере выхода воды. Кинг (King, 1993) вывел

следующее выражение для расчета средней остаточной водонасыщенности квиважной сети угольного пласта на стадии обезвоживания:

$$S_w = \frac{S_{wi} [1 + c_w (p_i - p)] - B_w W_p / 7758 A h \phi}{1 - (p_i - p) c_i}, \quad [3.4.20]$$

где:

p_i — начальное давление, пси;

p — текущее пластовое давление, пси;

W_p — суммарная добытая вода, баррели;

B_w — объемный коэффициент воды в пластовых условиях, барр./ст. фут³;

A — площадь дренирования, акр;

c_w — изотермический коэффициент сжимаемости воды, пси⁻¹;

c_i — изотермический коэффициент сжимаемости пласта, пси⁻¹;

S_{wi} — начальная водонасыщенность.

Рассчитанное выше среднее значение водонасыщенности использовано при выводе следующего соотношения для остаточного газа:

$$G_R = 7758 A h \phi \times \left[\frac{B_w W_p / 7758 A h \phi + (1 - S_{wi}) - (p_i - p)(c_i + c_w S_{wi})}{1 - (p_i - p) c_i} \right] E_g, \quad [3.4.21]$$

где:

G_R — остаточное количество газа при давлении p , ст. фут³;

W_p — суммарная добытая вода, барр.;

A — площадь области дренирования, акр,

при этом коэффициент расширения газа рассчитывается по следующему соотношению:

$$E_g = 198,6 \frac{p}{T Z} \text{ ст. фут}^3/\text{барр.}$$

Подставив приведенные выше выражения для четырех переменных в формулу 3.4.17 и выполнив преобразования, получим:

$$G_p = G + G_F - G_A - G_R,$$

или:

$$G_p = \frac{B_w W_p E_g}{1 - (c_i \Delta P)} = A h \left[1359,7 \rho_g \left(G_c - \frac{V_{\infty} b p}{1 + b p} \right) + \frac{7758 \phi [\Delta P (c_i + S_{wi} c_w) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - (c_i \Delta P)} \right] + 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) E_g. \quad [3.4.22]$$

В терминах объема адсорбированного газа V это уравнение можно выразить в следующем виде:

$$G_p + \frac{B_w W_p E_g}{1 - (c_f \Delta P)} = Ah \left[1359,7 \rho_B (G_c - V) + \frac{7758 \phi [\Delta P (c_f + S_{wi} c_{wi}) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - (c_f \Delta P)} \right] + 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi} \quad (3.4.23)$$

Обе приведенные выше формы обобщенного уравнения материального баланса представляют собой уравнения прямой линии и могут быть записаны, как:

$$y = mx + a$$

с:

$$y = G_p + \frac{B_w W_p E_g}{1 - (c_f \Delta P)}$$

$$x = 1359,7 \rho_B \left(G_c - \frac{V_m b p}{1 + b p} \right) + \frac{7758 \phi [\Delta P (c_f + S_{wi} c_{wi}) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - (c_f \Delta P)},$$

или в эквивалентной форме:

$$x = 1359,7 \rho_B (G_c - V) + \frac{7758 \phi [\Delta P (c_f + S_{wi} c_{wi}) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - (c_f \Delta P)},$$

с угловым коэффициентом:

$$m = Ah$$

и точкой пересечения с осью абсцисс:

$$a = 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi}.$$

График параметра y , определенного выше с помощью данных по добыче и падению давления, от параметра x представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом m , равным Ah , и точкой пересечения с осью ординат a .

Площадь области дренирования A , рассчитанная на основе углового коэффициента m и точки пересечения с осью ординат a , должна быть одинаковой. То есть:

$$A = \frac{m}{h} = \frac{a}{7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi}}.$$

Прямая линия, проведенная через рассеянные точки, должна удовлетворять приведенному выше выражению.

Если пренебречь сжимаемостью породы и флюида, уравнение 3.4.23 упрощается до:

$$G_p + B_w W_p E_g = Ah \left[1359,7 \rho_B \left(G_c - V_m \frac{b p}{1 + b p} \right) - 7758 \phi (1 - S_{wi}) E_g \right] + 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi} \quad (3.4.24)$$

И это выражение является уравнением прямой, т. е. $y = mx + a$, где:

$$y = G_p + B_w W_p E_g,$$

$$x = 1359,7 \rho_B (G_c - V_m \frac{b p}{1 + b p}) - 7758 \phi (1 - S_{wi}) E_g;$$

угловой коэффициент: $m = Ah$;

точка пересечения с осью ординат:

$$a = 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi}.$$

В зависимости от объема адсорбированного газа V формула 3.4.24 выражается в виде:

$$G_p + B_w W_p E_g = Ah \left[1359,7 \rho_B (G_c - V) - 7758 \phi (1 - S_{wi}) E_g \right] + 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi} \quad (3.4.25)$$

Рассчитав суммарный объем Δh , можно рассчитать начальные геологические запасы газа G по следующей формуле:

$$G \approx 1359,7 (Ah) \rho_B G_c.$$

Пример 3.14. Угольная скважина эксплуатируется на однородном угольном месторождении площадью 320 акр [1300 тыс. м²].

Ниже приведена фактическая производительность скважины и связанные характеристики угольного пласта:

Время (сут.)	G_p (млн ст. фут ³)	W_p (ст. барр.)	p (пси (абс.))	p/Z (пси (абс.))
0	0	0	1500	1704,5
730	265,086	157 490	1315	1498,7
1460	968,41	290 238	1021	1135,1
2190	1704,033	368 292	814,4	887,8
2920	2423,4	425 473	664,9	714,1
3650	2992,901	464 361	571,1	607,5

Константа лентгмюровского давления $b = 0,00276$ пси⁻¹.

Константа лентгмюровского объема $V_m = 428,5$ ст. фут³/тонну.

Средняя суммарная плотность $\sigma_B \approx 1,70$ г/см³.

Средняя толщина $h = 50$ фут.

Начальная водонасыщенность $S_{wi} = 0,95$.

Площадь области дренирования $A = 320$ акр [1300 тыс. м²].

Начальное давление $p_i = 1500$ пси (абс.) [15,4 МПа].

Критическое давление (давление десорбции) $p_d \approx 1500$ пси (абс.) [15,4 МПа].

Температура $T = 105$ °F [40,6 °C].

Начальное газосодержание $G_c \approx 345,1$ ст. фут³/тонну.

Объемный коэффициент в пластовых условиях $E_g = 1,00$ пл. барр./ст. барр.

Пористость $\phi = 0,01$.

Коэффициент сжимаемости воды

$$c_w = 3 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

Коэффициент сжимаемости пласта

$$c_f = 6 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

- Считая, что коэффициентами сжимаемости воды и пласта можно пренебречь, рассчитать площадь дренирования скважины и начальные геологические запасы газа.
- Повторить заданные выше вычисления с учетом коэффициентов сжимаемости воды и пласта.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем E_g и V как функцию давления по следующим формулам:

$$E_g = 198,6 \frac{P}{T_z} = 0,3515 \frac{P}{z} \text{ ст. фут}^3/\text{барр.};$$

$$V = V_m \frac{bp}{1+bp}$$

$$= 1,18266 \frac{P}{1+0,00276P} \text{ ст. фут}^3/\text{тонну}.$$

P (пси)	P/Z (пси)	E_g (ст. фут ³ /барр.)	V (ст. фут ³ /тонну)
1500	1704,5	599,21728	345,0968
1315	1498,7	526,86825	335,903
1021	1135,1	399,04461	316,233
814,4	887,8	312,10625	296,5301
664,9	714,1	251,04198	277,3301
571,1	607,5	213,56673	262,1436

Шаг 2. Если пренебречь c_w и c_f , уравнение материального баланса 3.4.25 запишется, как:

$$G_p + B_w W_p E_g = Ah[1359,7 \rho_g (G_c - V) - 7758 \phi (1 - S_{wi}) E_g] + 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{g1},$$

или

$$G_p + B_w W_p E_g = Ah[2322,66(345,1 - V) - 3,879 E_g] + 2324,64 (Ah).$$

Сведем данные, полученные с помощью уравнения материального баланса, в следующую таблицу:

P (пси)	V (ст. фут ³ /тонну)	G_p (МММ ст. фут ³)	W_p (МММ ст. барр.)	E_g (ст. фут ³ /барр.)	$p = G_p + B_w W_p E_g$ (МММ ст. фут ³)	$x = 2322,66(345,1 - V) - 3,879 E_g$ (ст. фут ³ /акрофут)
1500	345,097	0	0	599,21	0	0
1315	335,90	265,086	0,15749	526,87	348,06	19310
1021	316,23	968,41	0,290238	399,04	1084,23	65494
814,4	296,53	1704,033	0,368292	312,11	1818,98	111593
664,9	277,33	2423,4	0,425473	251,04	2530,21	156425
571,1	262,14	2982,901	0,464361	213,57	3092,07	191844

Шаг 3. Построим график $G_p + B_w W_p E_g$ от $2322,66(345,1 - V) - 3,879 E_g$ в декартовых координатах, как показано на рис. 3.37.

Шаг 4. Проведем через точки прямую наилучшего соответствия и определим угловой коэффициент:

Угловой коэффициент: $Ah = 15\,900$ акрофут.

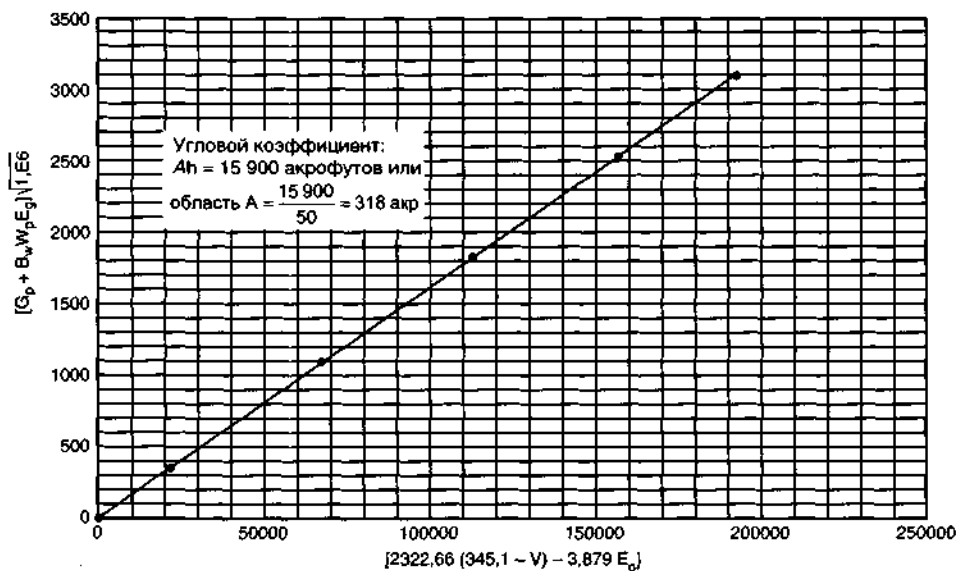


Рис. 3.37. Графическое определение области дренирования

или:

$$\text{Область } A = \frac{15900}{50} = 318 \text{ акр.}$$

Шаг 5. Рассчитаем начальные геологические запасы газа:

$$\begin{aligned} G &= 1359,7 Ah \rho_g G_c = \\ &= 1359,7(318)(50)(1,7)(345,1) = \\ &= 12,68 \\ G_p &= 77,58 Ah \phi(1 - S_{wi}) E_p = \\ &= 7758(318)(50)(0,01)(0,05)(599,2) = \\ &= 0,0369 \end{aligned}$$

Всего геологических запасов газа: $G + G_p = 12,68 + 0,0369 = 12,72$ млрд ст. фут³.

Шаг 1. Подставив значения c_w и c_i в формулу 3.4.23, рассчитаем члены Y и X и представим в табличной форме результаты расчетов как функцию от давления:

$$\begin{aligned} y &= G_p + \frac{W_p E_p}{1 - [6(10^{-6})(1500 - p)]}; \\ x &= 1359,7(1,7)(345,1 - V) + \\ &+ \frac{7758(0,01)(1500 - p)(6(10^{-6}) + 0,95c_{wi}) - (1 - 0,95)E_p}{1 - [6(10^{-6})(1500 - p)]} \end{aligned}$$

p (пси)	V (ст. фут ³ / тонну)	X	Y
1315	335,903	1,90E+04	3,48E+08
1021	316,233	6,48E+04	1,08E+09
814,4	296,5301	1,11E+05	1,82E+09
664,9	277,3301	1,50E+05	2,53E+09
571,1	262,1436	1,91E+05	3,09E+09

Шаг 2. Нанесем на график в декартовых координатах значения x и y , как показано на рис. 3.38, и проведем через точки прямую наилучшего соответствия.

Шаг 3. Рассчитаем угловой коэффициент и точку пересечения линии с осью ординат:

Угловой коэффициент: $Ah = 15957$ акрофут³,

или:

$$A = \frac{15957}{50} = 319 \text{ акр.}$$

Для проверки рассчитанной выше площади области дренирования ее можно также определить по точке пересечения линии с осью ординат:

$$3,77(10^7) = 7758 Ah \phi(1 - S_{wi}) E_p,$$

или:

$$A = \frac{3,708(10^7)}{7758(50)(0,01)(0,05)(599,2)} = 324 \text{ акр.}$$

Шаг 4. Рассчитаем начальные геологические запасы газа:

$$\begin{aligned} \text{Всего } G + G_p &= \\ &= 12,72 + 0,037 = 12,76 \end{aligned}$$

Если в условиях, накладываемых уравнением 3.4.24, принять начальную водонасыщенность равной 100%, область применения уравнения можно также распространить на расчет среднего пластового давления p по фактическим показателям разработки пласта, т. е. G_p и W_p . Формула 3.4.24 записывается, как:

$$G_p + W_p E_p = (1359,7 \rho_g Ah) \left[\left(G_c - V_m \frac{bp}{1 + bp} \right) \right].$$

Или в терминах G :

$$G_p + W_p E_p = G - (1359,7 \rho_g Ah) V_m \frac{bp}{1 + bp}. \quad [3.4.26]$$

При начальном пластовом давлении p_i начальные геологические запасы газа G определяются следующим выражением:

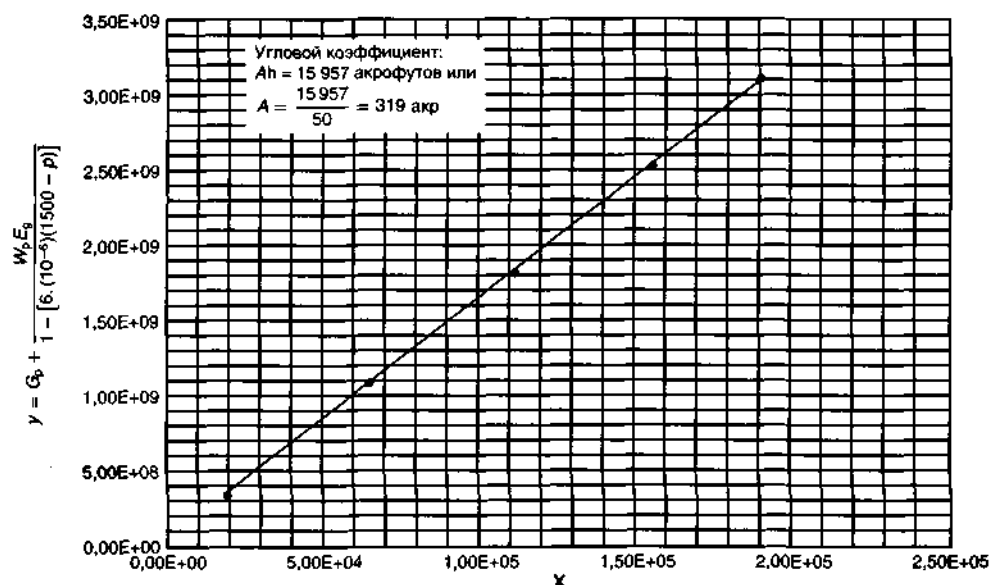
$$\begin{aligned} G &= [1359,7 \rho_g Ah] G_c = \\ &= [1359,7 \rho_g Ah] \left(V_m \frac{bp_i}{1 + bp_i} \right). \quad [3.4.27] \end{aligned}$$

Объединив уравнения 3.4.27 и 3.4.26 и выполнив преобразования, получим:

$$\begin{aligned} \left[\left(\frac{p}{p_i} \right) \left(\frac{1 + bp_i}{1 + bp} \right) \right] &= 1 - \left[\frac{1}{G} (G_p + W_p E_p) \right], \\ \text{или} \\ \left[\left(\frac{p}{p_i} \right) \left(\frac{1 + bp_i}{1 + bp} \right) \right] &= 1 - \frac{1}{G} \left(G_p + 198,6 \frac{p}{ZT} B_w W_p \right), \quad [3.4.28] \end{aligned}$$

где:

- G — начальные геологические запасы газа; ст. фут³;
- G_p — суммарное количество добытого газа, ст. фут³;
- W_p — суммарное количество добытой воды, ст. барр.;
- E_p — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, ст. фут³/пл. барр.;
- p_i — начальное давление;


 Рис. 3.38. Прямолинейная зависимость y от x

T — температура, R ;
 Z — коэффициент z при давлении p .

Выражение 3.4.28 представляет собой уравнение прямой линии с угловым коэффициентом $-1/G$ и точкой пересечения с осью ординат 1,0. Уравнение 3.4.28 можно записать в более удобной форме:

$$y = 1 + mx,$$

где:

$$y = \left[\left(\frac{p}{p_i} \right) \left(\frac{1 + bp_i}{1 + bp} \right) \right]; \quad [3.4.29]$$

$$x = G_p + 198,6 \frac{p}{ZT} B_w W_p; \quad [3.4.30]$$

$$m = \frac{1}{G}.$$

На рис. 3.39 в графической форме представлено линейное соотношение по формуле 3.4.28. Для решения этого линейного соотношения требуется воспользоваться методом итерации, как показано ниже.

Шаг 1. На графике в декартовых координатах проведем прямую с отрицательным угловым коэффициентом $1/G$, которая пересекает ось y в точке 1, как показано на рис. 3.39.

Шаг 2. При известных значениях G_p и W_p выберем некоторое значение пластового давления p и рассчитаем для него значения y и x по формулам 3.4.29 и 3.4.30, соответственно.

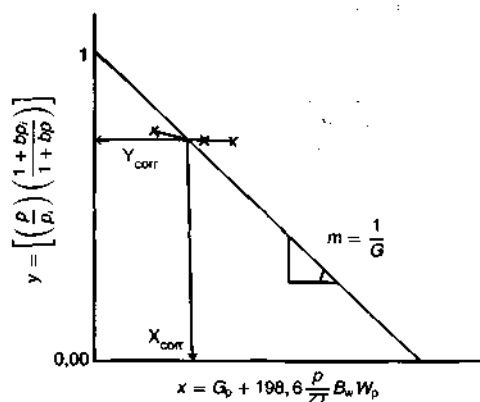


Рис. 3.39. Графическое определение пластового давления

Шаг 3. Найдем на графике, показанном на рис. 3.39, расчетные координаты точки, т. е. (x, y) .

Если точка с полученными координатами принадлежит прямой, это означает, что пластовое давление было выбрано правильно, в противном случае процедуру следует повторить для другого значения давления. Процесс можно значительно ускорить, выбрав три различных значения давления и соединив координаты нанесенных на график точек плавной кривой, пересекающей прямую линию в точке

($x_{\text{сорт}}, y_{\text{сорт}}$). Пластовое давление при известных значениях W_p и G_p рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{P_1 y_{\text{сорт}}}{1 + b P_1 (1 - y_{\text{сорт}})}$$

3.4.6. Прогнозирование технологических характеристик угольного пласта, содержащего метан

Для прогнозирования зависимости технологических характеристик угольных пластов, содержащих метан, от пластового давления можно использовать различные математические выражения для уравнения материального баланса, т. е. формулы 3.4.22—3.4.25. Для простоты предположим, что коэффициентами сжимаемости воды и пласта можно пренебречь, тогда уравнение 3.4.22 запишется в следующем виде:

$$G_p + B_w W_p E_g = G - (1359,7 A h \rho_v V_m b) \frac{P}{1 + b P} - 7758 \varphi A h (1 - S_{wi}) E_g + 7758 A h \varphi ((1 - S_{wi}) E_{g1})$$

где:

- G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;
- A — площадь дренирования, акр;
- h — средняя толщина, фут;
- S_{wi} — начальная водонасыщенность;
- E_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, ст. фут³/барр.;
- b — константа денгмюровского давления, пси⁻¹;
- V_m — константа денгмюровского объема, ст. фут³/тонну.

Вышеприведенное уравнение можно записать в более удобной форме:

$$G_p + B_w W_p E_g = G - \frac{a_1 P}{1 + b P} + a_2 (E_{g1} - E_g), \quad [3.4.31]$$

где коэффициенты a_1 и a_2 определяются по формуле:

$$a_1 = 1359,7 A h b V_m;$$

$$a_2 = 7758 A h \varphi (1 - S_{wi}).$$

Продифференцировав по давлению, получим:

$$\frac{\partial (G_p + B_w W_p E_g)}{\partial P} = - \frac{a_1}{(1 + b P)^2} - a_2 \frac{\partial E_g}{\partial P}.$$

Представив полученную выше производную в конечно-разностной форме, получим:

$$G_p^{n+1} + B_w^{n+1} W_p^{n+1} E_g^{n+1} = G_p^n + B_w^n W_p^n E_g^n + \frac{a_1 (P^n - P^{n+1})}{(1 + b P^{n+1})} +$$

$$+ a_2 (E_g^n - E_g^{n+1}), \quad [3.4.32]$$

где индексы n и $n + 1$ относятся к текущим и последующим данным, соответственно, а:

- P^n, P^{n+1} — текущие и последующие значения пластового давления, пси (абс.);
- G_p^n, G_p^{n+1} — текущие и последующие значения суммарного количества добытого газа, ст. фут³;
- W_p^n, W_p^{n+1} — текущие и последующие значения общей обводненности продукции, ст. барр.;
- E_g^n, E_g^{n+1} — текущие и последующие значения коэффициента расширения газа, ст. фут³/барр.

Уравнение 3.4.32 содержит две неизвестных, G_p^{n+1} и W_p^{n+1} , поэтому требуются два дополнительных соотношения:

- 1) уравнение для газоводяного фактора (GWR) в добываемом флюиде;
- 2) уравнение газонасыщенности.

Соотношение для газоводяного фактора записывается следующим образом:

$$\frac{Q_g}{Q_w} = GWR = \frac{k_{rg} \mu_w B_w}{k_{rw} \mu_g B_g}, \quad [3.4.33]$$

где:

- GWR — газоводяной фактор, ст. фут³/ст. барр.;
- k_{rg} — относительная проницаемость по газу;
- k_{rw} — относительная проницаемость по воде;
- μ_w — вязкость воды, сП;
- μ_g — вязкость газа, сП;
- B_w — объемный коэффициент воды в пластовых условиях, барр./ст. фут³;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, барр./ст. фут³.

Суммарное количество добытого газа G_p связано с GWR следующим соотношением:

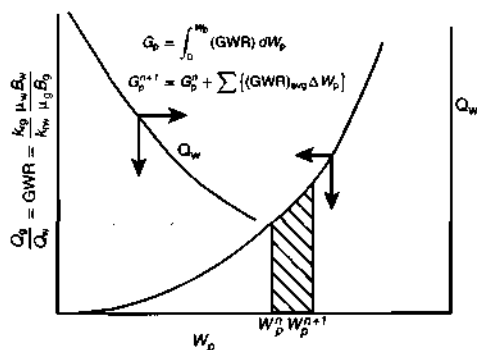
$$G_p = \int_0^{W_p} (GWR) dW_p. \quad [3.4.34]$$

Это выражение предполагает, что суммарное количество добытого газа в любой момент времени, по сути, равно площади под кривой зависимости GWR от W_p , как показано на рис. 3.40.

Также приращение суммарного количества добытого газа ΔG_p при изменении параметра W от W_p^n до W_p^{n+1} можно представить, как:

$$G_p^{n+1} - G_p^n = \Delta G_p = \int_{W_p^n}^{W_p^{n+1}} (GWR) dW_p. \quad [3.4.35]$$

Это выражение можно аппроксимировать формулой трапеций:


 Рис. 3.40. Соотношения между GWR, Q_w и W_p

$$G_p^{n+1} - G_p^n = \Delta G_p = \left[\frac{(GWR)^{n+1} + (GWR)^n}{2} \right] (W_p^{n+1} - W_p^n), \quad [3.4.36]$$

или:

$$G_p^{n+1} = G_p^n + \sum [(GWR)_{avg} \Delta W_p]. \quad [3.4.37]$$

Вторым дополнительным математическим соотношением, необходимым для прогнозирования технологических характеристик угольных пластов, содержащих метан, является уравнение газонасыщенности. Предположим, что коэффициентами сжимаемости воды и пласта можно пренебречь, тогда формула газонасыщенности будет выглядеть следующим образом:

$$S_g^{n+1} = \frac{(1 - S_{m1}) - (p_1 - p^{n+1})(c_f + c_w S_{m1}) + \frac{B_w^{n+1} W_p^{n+1}}{7758 \text{ Ахф}}}{1 - [(p_1 - p^{n+1})c_f]}. \quad [3.4.38]$$

Необходимые вычисления выполняются при ряде последовательно снижающихся значений давления, в форме перехода от известного пластового давления p^n к новому более низкому давлению p^{n+1} . Соответственно, при этом предполагается, что суммарная добыча газа и общая обводненность продукции увеличивается от G_p^n и W_p^n до G_p^{n+1} и W_p^{n+1} , а дебиты изменяются от Q_w^n и Q_w^n до Q_w^{n+1} и Q_w^{n+1} . Предложенная методика прогнозирования технологических характеристик угольных пластов включает следующие шаги.

Шаг 1. На основе данных относительной проницаемости по газу и воде построим полулогарифмический график отношения коэффициентов проницаемости k_{rg}/k_{rw} от газонасыщенности S_g .

Шаг 2. Зная пластовую температуру T и удельную массу газа γ_g , рассчитаем и постро-

им график E_g , B_g и вязкости газа μ_g от давления, где:

$$E_g = 198,6 \frac{p}{ZT} \text{ ст. фут}^2/\text{барр.};$$

$$B_g = \frac{1}{E_g} = 0,00504 \frac{ZT}{p} \text{ барр./ст. фут}^3.$$

Шаг 3. Выберем будущее значение пластового давления p^{n+1} , которое должно быть ниже текущего значения пластового давления p^n . Если текущее значение пластового давления p^n является начальным пластовым давлением, приравняем W_p^n и G_p^n нулю.

Шаг 4. Рассчитаем B^{n+1} , E^{n+1} и B^{n+1} при выбранном давлении p^{n+1} .

Шаг 5. Рассчитаем или ориентировочно оценим общую обводненность продукции W_p^{n+1} и решим уравнение 3.4.32 относительно G_p^{n+1} :

$$G_p^{n+1} = G_p^n + (B_w^{n+1} W_p^n E_g^n - B_w^{n+1} W_p^{n+1} E_g^{n+1}) + \frac{a_1(p^n - p^{n+1})}{(1 + bp^{n+1})} + a_2(E_g^n - E_g^{n+1}).$$

Шаг 6. Рассчитаем газонасыщенность при p^{n+1} и W_p^{n+1} по формуле 3.4.38:

$$S_g^{n+1} = \frac{(1 - S_{m1}) - (p_1 - p^{n+1})(c_f + c_w S_{m1}) + B_w^{n+1} W_p^{n+1} / 7758 \text{ Ахф}}{1 - [(p_1 - p^{n+1})c_f]}.$$

Шаг 7. Определим отношение относительных коэффициентов проницаемости k_{rg}/k_{rw} для S_g^{n+1} и получим значение GWR по формуле 3.4.33:

$$(GWR)^{n+1} = \frac{k_{rg}}{k_{rw}} \left(\frac{w B_w}{E_g B_g} \right)^{n+1}.$$

Шаг 8. Пересчитаем суммарную добычу газа G_p^{n+1} по формуле 3.4.36:

$$G_p^{n+1} = G_p^n + \frac{(GWR)^{n+1} + (GWR)^n}{2} (W_p^{n+1} - W_p^n).$$

Шаг 9. Общее количество добытого газа G_p^{n+1} , рассчитанное по уравнению материального баланса в шаге 5, и значение GWR, вычисленное в шаге 8, по сути, представляют собой значения суммарной добычи газа, полученные двумя независимыми методиками. Если эти два значения совпадают, ориентировочно оцененное значение W_p^{n+1} и рассчитанная величина G_p^{n+1} верны. В противном случае выберите новое значение W_p^{n+1} и повторите шаги 5—9. Чтобы упростить этот итерационный процесс, можно выбрать три значения W_p^{n+1} и получить три различных решения каждого из уравнений (т. е. уравнения материального баланса и GWR) для G_p^{n+1} . Нанесем данные на график расчетных значений G_p^{n+1} от выбранных значений W_p^{n+1} .

получим две кривые (одна по данным шага 5, вторая — шага 8) и найдем точку их пересечения. Координаты точки пересечения будут соответствовать истинным значениям G^{n+1}_p и W^{n+1}_p .

Шаг 10. Рассчитаем приращение суммарной добычи газа ΔG_p по формуле:

$$\Delta G_p = G^{n+1}_p - G^n_p.$$

Шаг 11. Рассчитаем дебиты газа и воды по формулам 3.1.11—3.4.33:

$$Q_g^{n+1} = \frac{0,703hk(k_{rg})^{n+1}(p^{n+1} - p_w)}{T(\mu_g Z)_{avg} [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]};$$

$$Q_w^{n+1} = \left(\frac{k_{rw}}{k_{rg}} \right)^{n+1} \left(\frac{\mu_g B_g}{\mu_w B_w} \right)^{n+1} Q_g^{n+1},$$

где:

- Q_g — дебит газа, ст. фут³/сут.;
- Q_w — расход воды, ст. барр./сут.;
- k — абсолютная проницаемость, мД;
- T — температура, R;
- r_e — радиус дренирования, фут;
- r_w — радиус ствола скважины, фут;
- s — скин-фактор.

Шаг 12. Рассчитаем средний дебит газа при снижении пластового давления от p^n до p^{n+1} :

$$(Q_g)_{avg} = \frac{Q_g^n + Q_g^{n+1}}{2}.$$

Шаг 13. Рассчитаем приращение времени Δt , необходимое для приращения суммарной добычи газа ΔG_p в процессе падения давления от p^n до p^{n+1} :

$$\Delta t = \frac{\Delta G_p}{(Q_g)_{avg}} = \frac{G_p^{n+1} - G_p^n}{(Q_g)_{avg}},$$

где:

Δt — приращение времени, сутки.

Шаг 14. Рассчитаем общее время t :

$$t = \sum \Delta t.$$

Шаг 15. Пусть:

$$W_p^n = W_p^{n+1};$$

$$G_p^n = G_p^{n+1};$$

$$Q_g^n = Q_g^{n+1};$$

$$Q_w^n = Q_w^{n+1};$$

повторим шаги 3—15.

3.4.7. Течение десорбированного газа по кливажным трещинам и разрывам

Течение в обычных газовых пластах подчиняется, в зависимости от режима течения, уравнению на основе закона Дарси и определяется градиентом давления. В угольных пластах молекулы газа физически адсорбированы на внутренних поверхностях угольного массива. Как обсуждалось выше, угольные пласты являются системами с двойной пористостью: первичной пористостью (массив) и вторичной пористостью (кливажные трещины). В угольных пластах система с вторичной пористостью ϕ_2 состоит из сети естественных (кливажных) трещин. Эти кливажные трещины действуют как отводные каналы от структуры с первичной пористостью (угольного массива) к продуктивным скважинам. Пористость ϕ_2 системы варьируется в диапазоне 2—4 %. Таким образом, процесс добычи метана из угольных пластов включает в себя три стадии:

- 1) диффузия метана из угольного пласта в кливажные трещины (по закону Фика);
- 2) десорбция метана с границы раздела массив — кливажные трещины;
- 3) и течение метана по сети кливажных трещин согласно закону Дарси.

В этих пластах структура с первичной пористостью состоит из очень мелких пор с очень большой площадью внутренней поверхности, на которой адсорбируется огромное количество метана. Проницаемость угольного массива крайне низкая, и на практике структура с первичной пористостью (угольный массив) непроницаема для газа и недоступна для воды. В условиях отсутствия течения газа в массиве перенос газа осуществляется под воздействием градиента концентрации, т. е. в процессе диффузии. Процесс диффузии представляет собой хаотическое движение молекул из области с их высокой концентрацией в область с более низкой концентрацией, при этом течение подчиняется закону Фика, который записывается следующим образом:

$$Q_g = -379,4DA \frac{dC_m}{ds}, \quad [3.4.39]$$

где:

Q_g — расход газа через границу раздела массив — трещина, ст. фут³/сут.;

s — ширина трещины, фут;

D — коэффициент диффузии, фут²/сутки;

C_m — молярность, фунт-моль/фут³;

A — площадь поверхности угольного массива, фут².

Объем адсорбированного газа можно преобразовать в молярную концентрацию (молярность) C_m с помощью следующего выражения:

$$C_m = 0,5547(10^{-6})\gamma_g \rho_g V, \quad [3.4.40]$$

где:

- C_m — молярность, фунт-моль/фут³;
 ρ_g — объемная плотность угля, г/см³;
 V — объем адсорбированного газа, ст. фут³/тонну;
 γ_g — удельная масса газа.

Зубер (Zuber) и соавт. (1987) показали, что коэффициент диффузии D можно определить независимо от испытаний на десорбцию в контейнере. Авторы связали коэффициент диффузии с плотностью кливажных трещин в угольном массиве и временем десорбции t . Среднюю плотность кливажных трещин можно определить в ходе визуального осмотра угольных кернов. Было предложено следующее выражение:

$$D = \frac{s^2}{8\pi t}, \quad [3.4.41]$$

где:

- D — коэффициент диффузии, фут²/сутки;
 t — время десорбции, полученной в ходе испытаний на десорбцию в контейнере, сутки;
 s — ширина трещины в массиве угля, фут.

Время десорбции t определяется в ходе испытаний образца керна на десорбцию в контейнере как время, необходимое для высвобождения 63% от общего количества адсорбированного газа.

3.5. Газовые залежи с низкой проницаемостью (с низкопроницаемыми коллекторами)

Газовые залежи с проницаемостью менее 0,1 мД называют «газовыми залежами с низкой проницаемостью». Применение уравнения материального баланса для прогнозирования геологических запасов газа и технологических показателей таких пластов представляет для инженеров-нефтяников уникальную задачу.

Для оценки технологических показателей газовых залежей традиционно строят график p/Z с использованием обычного уравнения материального баланса. Для замкнутой газовой залежи уравнение материального баланса выражается в различных формах, представляющих собой линейное соотношение между p/Z и суммарным отбором газа G_p . Две из этих форм представлены в виде уравнений 3.3.10 и 3.3.11:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left[\left(\frac{p_i}{Z_i} \right) \frac{1}{G} \right] G_p;$$

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right].$$

Уравнение материального баланса в любой из приведенных выше форм очень легко ис-

пользовать, поскольку оно не зависит от отбора, конфигурации залежи, свойств породы или характеристик скважины. Однако применение уравнения ограничено рядом следующих основных допущений, которые должны быть соблюдены:

- однородность насыщенности по всей залежи в любой момент времени;
- незначительные или нулевые флуктуации давления по залежи;
- залежь должна в любой момент времени описываться единым значением средневзвешенного давления;
- залежь должна описываться как резервуар, т. е. иметь постоянную площадь дренирования и быть однородной по свойствам.

Пейн (Payne, 1996) показал, что допущение о равномерном распределении давления необходимо, поскольку давления, измеренные на скважинах, расположенных в различных точках, должны соответствовать истинным средним значениям пластового давления. Это допущение подразумевает, что среднее пластовое давление, используемое в уравнении материального баланса, может описываться одним значением. Пласты с высокой проницаемостью характеризуются низкими градиентами давления в точках, удаленных от ствола скважины, поэтому среднее пластовое давление можно легко измерить, кратковременно закрыв скважину в рамках анализа восстановления давления или гидростатического давления.

К сожалению, прямолинейное поведение графика p/Z , построенного с использованием обычного уравнения материального баланса, не сохраняется для газовых залежей с низкой проницаемостью, для которых не установилась постоянная область дренирования. Пейн (Payne, 1996) предположил, что погрешности, обусловленные применением графиков p/Z для газовых залежей с низкой проницаемостью, связаны с наличием значительных градиентов давления в залежах, что приводит к нарушению основного допущения о резервуарной структуре залежи. Эти градиенты проявляются в виде рассеяния (дисперсии), что обычно приводит к искривлению и зависимости от темпа добычи графиков p/Z . Такое нелинейное поведение графиков p/Z , как показано на рис. 3.41, может привести к существенному занижению начальных геологических запасов газа (GIP), если интерпретировать их обычными методами, рассчитанными на прямолинейную зависимость. На рис. 3.41(а) видно, что в условиях, когда зона, окружающая скважину, не успевает с достаточной скоростью пополняться во время отбора флюида из скважины, пластовое давление снижается очень быстро. Такое быстрое падение давления на ранней стадии часто наблюдается для газовых залежей с малой проницаемостью и является признаком того, что анализ с помощью графиков p/Z может дать неверные результаты. Очевидно, что исполь-



Рис. 3.41(а). Реальный пример графика p/Z по пласту Sheet IVc на газовом месторождении Waterton Gas Field



Рис. 3.41(б). Реальный пример графика p/Z по пласту Sheet IV на газовом месторождении Waterton Gas Field

зование данных, полученных на ранней стадии эксплуатации, может привести к значительному занижению GIP, как показано на рис. 3.41(а) для газового месторождения Waterton Gas Field, на котором кажущиеся начальные запасы составили 7,5 млрд m^3 . Однако замеры суммарных отборов и данные давлений, полученные на более поздних стадиях эксплуатации, показали, что фактическое значение начальных запасов газа почти вдвое больше и составляет 16,5 млрд m^3 , как показано на рис. 3.41(б).

Для газовых залежей с малой проницаемостью основной проблемой является трудность точного определения среднего пластового давления, которое используется для построения графиков p/Z от G или времени.

Если давления, полученные при закрытой скважине, не соответствуют среднему пластовому давлению, выполненный на их основе анализ даст неточные результаты. Для точного определения пластового давления в газовых залежах с низкой проницаемостью может потребоваться длительное закрытие скважины на месяцы и даже на годы. Минимально необходимое время бездействия для получения пластового давления, соответствующего среднему пластовому давлению, должно быть не меньше времени достижения псевдостационарного состояния t_{ps} . Для скважины, расположенной

в центре области дренирования круговой или квадратной формы, это время определяется по формуле 3.1.39:

$$t_{ps} = \frac{15,8 \phi \mu_e c_{u1} A}{k}$$

с:

$$c_{u1} = S_{w1} c_{w1} + S_{g1} c_{g1} + c_f,$$

где:

- t_{ps} — время стабилизации (достижения псевдостационарного состояния), сутки;
- c_{u1} — общий коэффициент сжимаемости при начальном давлении, psi^{-1} ;
- c_{w1} — коэффициент сжимаемости воды при начальном давлении, psi^{-1} ;
- c_f — коэффициент сжимаемости пласта, psi^{-1} ;
- c_{g1} — коэффициент сжимаемости газа при начальном давлении, psi^{-1} ;
- ϕ — пористость, доли единиц.

Проанализировав большое количество газовых залежей, подвергнутых гидроразрыву, Эрлагер (Earlougher, 1977) предложил следующее выражение для оценки минимального времени стабилизации, необходимого для достижения псевдостационарного состояния:

$$t_{ps} = \frac{474 \phi \mu_e c_{u1} x_f^2}{k}, \quad [3.5.1]$$

где:

- x_f — половинная длина трещины разрыва, фут;
- k — проницаемость, мД.

Пример 3.15. Рассчитать время, необходимое для того, чтобы площадь области дренирования простаивающей газовой скважины достигла 40 акр [162 тыс. m^2]. Скважина расположена в центре области дренирования квадратной формы со следующими характеристиками:

$$\phi = 14\%; \mu_g = 0,016 \text{ сП}; c_{u1} = 0,0008 \text{ пси};$$

$$A = 40 \text{ акр}; k = 0,1 \text{ мД}.$$

Решение.

Рассчитаем время стабилизации по формуле 3.1.39:

$$t_{ps} = \frac{15,8(0,14)(0,016)(0,0008)(40)(43560)}{0,1} = 493 \text{ суток}.$$

Приведенный выше пример показывает, что для достижения надежно определяемого среднего пластового давления требуется закрыть скважину примерно на 16 месяцев.

В отличие от искривления графика p/Z , которое может быть обусловлено следующими факторами:

- наличием водоносного горизонта;
- наличием в залежи нефтяной составляющей;
- сжимаемостью пласта;
- или конденсацией жидкости.

Рассеяние (дисперсия) на графике p/Z свидетельствует о значительном градиенте пластового давления. Таким образом, сильный разброс данных на графике p/Z означает нарушение допущения о сообщаемости внутри структуры, а такой график не следует использовать для определения ГПР. Одним из очевидных способов решения уравнения материального баланса для газовых залежей с малой проницаемостью является применение методики численного моделирования. В отсутствие программного обеспечения для численного моделирования можно также использовать две относительно новых методики:

- 1) метод разделения залежи;
- 2) методика сопоставления кривой падения добычи и типовой кривой.

Эти две методики рассмотрены ниже.

3.5.1. Метод разделения залежи

Разделенной называют залежь, состоящую из двух или более различных связанных друг с другом участков. Каждый участок или «резервуар» описывается собственным уравнением материального баланса, связанным с уравнениями материального баланса смежных участков количеством газа, входящего или выходящего через общие границы. Пейн (Payne, 1996) и Хагурт и Хугстра (Hagoort и Hoogstra, 1999) предложили две различных надежных и строгих схемы для численного решения уравнений материального баланса разделенных газовых залежей. Основное различие между двумя методиками заключается в том, что Пейн определяет давление на каждом участке в явном виде, а Хагурт и Хугстра — в неявном. Однако в обеих схемах используется одинаковый подход.

- Разделим залежь на несколько участков так, чтобы на каждом участке имелась одна или несколько добывающих скважин, расположенных недалеко друг от друга, при этом измеряемые в них давления не должны отличаться. Изначально залежь следует разделить на как можно меньшее число участков, при этом участки могут иметь различные размеры: длину L , ширину W и высоту h .
- Для каждого участка должны иметься фактические показатели разработки и зависимости падения давления от времени.
- Если при начальном разделении не обеспечивается соответствие между наблюдаемыми падениями давления, следует добавить новые участки путем либо деления ранее определенных участков, либо добавления участков, не содержащих точек дренирования, т. е. добывающих скважин.

Ниже проиллюстрировано практическое применение метода разделения залежи с использованием:

- 1) методика Пейна;
- 2) методики Хагурта и Хугстры.

Методика Пейна

Для описания технологических характеристик газовой залежи с низкой проницаемостью Пейн (Payne, 1996) вместо обычного уравнения материального баланса для единого резервуара предложил использовать другой подход, основанный на разделении залежи на несколько связанных между собой резервуаров или участков. Такие участки могут разрабатываться либо непосредственно через скважину, либо через другие участки. Переток между участками устанавливается пропорциональным квадрату давления в зонах дренирования участков или разности псевдодавлений или $m(p)$. Для примера рассмотрим залежь, состоящую из двух участков, 1 и 2, как схематически показано на рис. 3.42.

Изначально, т. е. до начала добычи, оба участка находятся в равновесии под одинаковым начальным пластовым давлением. Добыча газа может осуществляться из одного или обоих участков. В процессе добычи газа давления на участках залежи падают с разной скоростью в зависимости от темпов отбора из каждого участка и скорости перетока между двумя участками. Пусть переток считается положительным, если газ течет из участка 1 в участок 2, тогда линейный переток газа между двумя участками через значения псевдодавления газа описывается формулой 1.2.11 из главы 1:

$$Q_{12} = \left(\frac{0,111924kA}{TL} \right) [m(p_1) - m(p_2)],$$

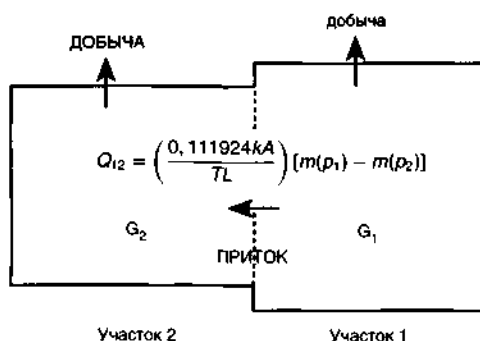


Рис. 3.42. Схематическое изображение разделенной залежи, состоящей из двух участков, разделенных проницаемой границей

где:

- Q_{12} — поток между двумя участками, ст. фут³/сут.;
 $m(p_1)$ — псевдодавление газа на участке (в резервуаре) 1, пси²/сП;
 $m(p_2)$ — псевдодавление газа на участке (в резервуаре) 2, пси²/сП;
 k — проницаемость, мД;
 L — расстояние между центрами участков, фут;
 A — площадь сечения, т. е. произведение ширины на толщину, фут²;
 T — температура, °R.

Приведенное выше уравнение можно записать в более компактной форме, введя коэффициент связи C_{12} между двумя участками:

$$Q_{12} = C_{12} [m(p_1) - m(p_2)]. \quad [3.5.2]$$

Коэффициент связи C_{12} между двумя участками рассчитывается как среднее между индивидуальными коэффициентами связи для каждого участка. Коэффициенты связи для каждого участка определяются по следующим формулам:

$$\text{Для участка 1 } C_1 = \frac{0,111924 k_1 A_1}{TL_1};$$

$$\text{Для участка 2 } C_2 = \frac{0,111924 k_2 A_2}{TL_2}.$$

Значение коэффициента связи между двумя участками, C_{12} , вычисляется по следующей формуле усреднения:

$$C_{12} = \frac{2C_1 C_2}{(C_1 + C_2)},$$

где:

- C_{12} — коэффициент связи между двумя участками, ст. фут³/сут./пси²/сП;
 C_1 — коэффициент связи для участка 1, ст. фут³/сут./пси²/сП;
 C_2 — коэффициент связи для участка 2, ст. фут³/сут./пси²/сП;
 L_1 — длина участка 1, фут;
 L_2 — длина участка 2, фут;
 A_1 — площадь сечения участка 1, фут²;
 A_2 — площадь сечения участка 2, фут²;

Суммарный поток газа G_{p12} из участка 1 в участок 2 определяется интегрированием выражения для дебита по времени t :

$$G_{p12} = \int_0^t Q_{12} dt = \sum_0^t (\Delta Q_{12}) \Delta t. \quad [3.5.3]$$

Пейн (Раупе) предложил определять давление на каждом участке, считая зависимость p/Z от G_p прямолинейной, при этом общая добыча газа G_p с отдельного участка определяется по следующей формуле:

$$G_{pi} = G_p + G_{p12},$$

где G_p — суммарная добыча скважин из скважины на участке, а G_{p12} — суммарный входной или выходной переток газа между связанными участками. Решив уравнение 3.3.10 относительно давления в каждом участке и приняв за положительный переток из участка 1 в участок 2, получим:

$$P_1 = \left(\frac{P_i}{Z_i} \right) Z_1 \left(1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right); \quad [3.5.4]$$

$$P_2 = \left(\frac{P_i}{Z_i} \right) Z_2 \left(1 - \frac{G_{p2} - G_{p12}}{G_2} \right) \quad [3.5.5]$$

с:

$$G_1 = 43\,560 A_1 h_1 \phi_1 (1S_{wi}) / B_g; \quad [3.5.6]$$

$$G_2 = 43\,560 A_2 h_2 \phi_2 (1S_{wi}) / B_g. \quad [3.5.7]$$

где:

- G_1 — начальные геологические запасы газа на участке 1, ст. фут³;
 G_2 — начальные геологические запасы газа на участке 2, ст. фут³;
 G_{p1} — фактическая суммарная добыча газа с участка 1, ст. фут³;
 G_{p2} — фактическая суммарная добыча газа с участка 2, ст. фут³;
 A_1 — площадь участка 1, акр;
 A_2 — площадь участка 2, акр;
 h_1 — средняя толщина участка 1, фут;
 h_2 — средняя толщина участка 2, фут;
 B_g — начальный объемный коэффициент газа в пластовых условиях, фут³/ст. фут³;
 ϕ_1 — средняя пористость на участке 1;
 ϕ_2 — средняя пористость на участке 2.

Индексы 1 и 2 обозначают отношение к участкам 1 и 2, а индекс i относится к начальным условиям. Для решения методом Пейна требуются следующие исходные данные:

- количество газа, содержащееся в каждом участке, т. е. размеры его, пористость и насыщенность;
- коэффициенты связи между участками C_{12} ;
- начальное давление в каждом участке;
- сведения о добыче из отдельных участков.

Вычисления по методике Пейна (Раупе) осуществляются в явном виде по отношению ко времени. Для каждого временного интервала рассчитываются давления в различных участках, таким образом формируется характер изменения давления, который должен совпадать с фактическим падением давления. Ниже перечислены отдельные шаги рассматриваемого итерационного цикла.

Шаг 1. Подготовим имеющиеся свойства газа в табличной и графической формах:

Z от p ;

μ_g от p ;

$2p/(\mu_g Z)$ от p ;

$m(p)$ от p .

Шаг 2. Разделим залежь на участки и определим для каждого участка следующие размеры:

длину L ;

высоту h ;

ширину W ;

площадь сечения A .

Шаг 3. Определим для каждого участка начальные геологические запасы газа G . Если выбраны два участка, рассчитаем G_1 и G_2 по формулам 3.5.6 и 3.5.7:

$$G_1 = 43\,560 A_1 h_1 \phi_1 (1 S_{w1}) / B_{g1};$$

$$G_2 = 43\,560 A_2 h_2 \phi_2 (1 S_{w2}) / B_{g2}.$$

Шаг 4. Построим для каждого участка график p/Z от G_p , проведя прямую линию между точками с координатами p_i/Z_i и значениями начальных геологических запасов газа в каждом участке, т. е. G_1 и G_2 .

Шаг 5. Рассчитаем коэффициенты связи для каждого участка и между участками. Если выбрано два участка:

$$C_1 = \frac{0,111924 k_1 A_1}{TL_1};$$

$$C_2 = \frac{0,111924 k_2 A_2}{TL_2};$$

$$C_{12} = \frac{2C_1 C_2}{(C_1 + C_2)}.$$

Шаг 6. Выберем малый временной интервал Δt и определим соответствующее значение фактической суммарной добычи газа G_p из каждого участка. Если на участке нет скважин, установим $G_p = 0$.

Шаг 7. Установим (предположим) характер распределения давления в выбранной разделенной на участки системе и определим коэффициент сжимаемости газа Z при каждом значении давления. Для системы, состоящей из двух участков, обозначим исходные значения p^1 и p^2 .

Шаг 8. На основе предполагаемых значений давления p^1 и p^2 и данных, полученных в шаге 1, определим значения $m(p_1)$ и $m(p_2)$.

Шаг 9. Рассчитаем скорость притока газа Q_{12} и суммарный приток газа G_{p12} по формулам 3.5.2 и 3.5.3, соответственно.

$$Q_{12} = C_{12} [m(p_1) - m(p_2)];$$

$$G_{p12} = \int_0^t Q_{12} dt = \sum_0^i (\Delta Q_{12}) \Delta t.$$

Шаг 10. Подставим значения G_{p12} , коэффициента Z и фактические значения G_{p1} и G_{p2} в уравнения 3.5.4 и 3.5.5, чтобы рассчитать давления в каждом участке, обозначенные p^{k+1}_1 и p^{k+1}_2 :

$$p^{k+1}_1 = \left(\frac{p_1}{Z_1} \right) Z_1 \left(1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right);$$

$$p^{k+1}_2 = \left(\frac{p_2}{Z_2} \right) Z_2 \left(1 - \frac{G_{p2} - G_{p12}}{G_2} \right).$$

Шаг 11. Сравним предполагаемые и расчетные значения, т. е. найдем $|p^k_1 - p^{k+1}_1|$ и $|p^k_2 - p^{k+1}_2|$. Если все значения давления совпадают с точностью до 5—10 пси [35—69 кПа], повторим шаги 3—7 для нового временного интервала и соответствующих фактических показателей добычи газа. Если совпадения неудовлетворительное, повторим итерационный цикл (шаги 4—7) так, чтобы установить $p^k_1 = p^{k+1}_1$ и $p^k_2 = p^{k+1}_2$.

Шаг 12. Повторно выполняя шаги 6—11, построим график падения давления для каждого участка, и сравним его с фактическим профилем давления для каждого участка или с графиком, построенным в шаге 4.

Подбор параметров уравнения материального баланса включает в себя изменение необходимого числа участков, их размеров и коэффициентов связи таким образом, чтобы получить приемлемое совпадение характера падения давления. Повышенная точность при оценке начальных геологических запасов газа путем определения оптимального числа и размера участков обусловлена способностью предложенной методики учитывать градиенты пластового давления, которыми полностью пренебрегают в обычной методике для одного резервуара с использованием графика p/Z .

Методика Хагурта и Хугстры

Взяв за основу методику Пейна, Хагурт и Хугстра (Hagoort и Hoogstra, 1999) разработали численный алгоритм решения уравнения материального баланса для разделенных газовых залежей, в котором используется неявная процедура итерации и которая позволяет устанавливать зависимость свойств газа от давления. Метод итерации основан на изменении размера участков и проницаемости таким образом, чтобы добиться соответствия с фактической зависимостью давления от времени для каждого участка. Авторы предположили, что два участка разделены тонким проницаемым слоем с проницаемостью Γ_{12} , как показано на рис. 3.42. Хагурт и Хугстра (Hagoort и Hoogstra) выразили мгновенный приток газа через тонкий проницаемый слой с помощью уравнения на основе закона Дарси (в единицах Дарси):

$$Q_{12} = \frac{\Gamma_{12} (P_1^2 - P_2^2)}{2\mu_g B_{g1} L_{12}},$$

где:

Γ_{12} — проницаемость между участками.

Здесь мы предлагаем несколько отличный подход для определения перетока газа между участками, изменив уравнение 1.2.11 в главе 1:

$$Q_{12} = \frac{0,111924 \Gamma_{12} (P_1^2 - P_2^2)}{TL} \quad [3.5.8]$$

с:

$$\Gamma_{12} = \frac{\Gamma_1 \Gamma_2 (L_1 + L_2)}{L_1 \Gamma_2 + L_2 \Gamma_1}; \quad [3.5.9]$$

$$\Gamma_1 = \left[\frac{kA}{Z\mu_e} \right]_1; \quad [3.5.10]$$

$$\Gamma_2 = \left[\frac{kA}{Z\mu_e} \right]_2; \quad [3.5.11]$$

где:

Q_{12} — скорость притока газа, ст. фут³/сут.;

L — расстояние между центрами участков 1 и 2, фут;

A — площадь сечения, фут²;

μ_e — вязкость газа, сП;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

k — проницаемость, мД;

p — давление, пси (абс.);

T — температура, °R;

L_1 — длина участка 1, фут;

L_2 — длина участка 2, фут.

Индексы 1 и 2 указывают на отношение к участкам 1 и 2, соответственно.

С помощью уравнения 3.3.10 можно изменить уравнение материального баланса для двух участков залежи, включив в него переток газа из участка 1 в участок 2:

$$\frac{P_1}{Z_1} = \frac{P_1}{Z_1} \left(1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right); \quad [3.5.12]$$

$$\frac{P_2}{Z_2} = \frac{P_2}{Z_2} \left(1 - \frac{G_{p2} - G_{p12}}{G_2} \right); \quad [3.5.13]$$

где:

P_1 — начальное пластовое давление, пси;

Z_1 — начальный коэффициент сжимаемости газа;

G_p — фактическая суммарная добыча газа, ст. фут³;

G_1, G_2 — начальные геологические запасы газа на участках 1 и 2, ст. фут³;

G_{p12} — суммарный переток газа из участка 1 в участок 2, ст. фут³, в соответствии с формулой 3.5.13.

И в этом случае индексы 1 и 2 указывают на отношение к участкам 1 и 2, соответственно.

Чтобы решить уравнение материального баланса, представленное соотношениями 3.5.7 и 3.5.10, относительно двух неизвестных p_1 и p_2 , их можно преобразовать и приравнять к нулю. Тогда:

$$F_1(P_1, P_2) = P_1 - \left(\frac{P_1}{Z_1} \right) Z_1 \left(1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right) = 0; \quad [3.5.14]$$

$$F_2(P_1, P_2) = P_2 - \left(\frac{P_2}{Z_2} \right) Z_2 \left(1 - \frac{G_{p2} - G_{p12}}{G_2} \right) = 0. \quad [3.5.15]$$

Общий принцип применения методики во многом аналогичен применению метода Пейна и включает следующие конкретные шаги:

Шаг 1. Подготовим в табличной и графической формах имеющиеся свойства газа, включая зависимости Z от p и μ_e от p .

Шаг 2. Разделим залежь на участки и определим для каждого участка следующие размеры:

длину L ;
высоту h ;
ширину W ;
площадь сечения A .

Шаг 3. Определим для каждого участка начальные геологические запасы газа G . Из соображений ясности изложения выберем два участка и рассчитаем G_1 и G_2 по формулам 3.5.6 и 3.5.7:

$$G_1 = 43\,560 A_1 h_1 \phi_1 (1S_{wi}) / B_{gi};$$

$$G_2 = 43\,560 A_2 h_2 \phi_2 (1S_{wi}) / B_{gi}.$$

Шаг 4. Построим для каждого участка график p/Z от G_p , проведя прямую линию между точками с координатами p_1/Z_1 и значениями начальных геологических запасов газа в каждом участке, т. е. G_1 и G_2 .

Шаг 5. Рассчитаем проницаемость по формуле 3.5.9.

Шаг 6. Выберем временной интервал Δt и определим соответствующие значения фактической суммарной добычи газа G_p из каждого участка G_{p1} и G_{p2} .

Шаг 7. Рассчитаем скорость перетока газа Q_{12} и суммарный переток газа G_{p12} по формулам 3.5.8 и 3.5.13, соответственно:

$$Q_{12} = \frac{0,111924 \Gamma_{12} (P_1^2 - P_2^2)}{TL};$$

$$G_{p12} = \int_0^t Q_{12} dt = \sum_0^t (\Delta Q_{12}) \Delta t.$$

Шаг 8. Начнем процедуру итерации, определив начальные значения давления для участков 1 и 2 (т. е. p^* и p^*). Используя алгоритм итерации Ньютона-Рафсона, рассчитаем новые уточненные значения давления p^{k+1} и p^{k+1} , решив следующие линейные уравнения, представленные в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} P_1^{k+1} \\ P_2^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1^k \\ P_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1(P_1^k, P_2^k)}{\partial P_1} & \frac{\partial F_1(P_1^k, P_2^k)}{\partial P_2} \\ \frac{\partial F_2(P_1^k, P_2^k)}{\partial P_1} & \frac{\partial F_2(P_1^k, P_2^k)}{\partial P_2} \end{bmatrix}^{-1} \times \\ \times \begin{bmatrix} -F_1(P_1^k, P_2^k) \\ -F_2(P_1^k, P_2^k) \end{bmatrix},$$

где индекс 1 относится к обратной матрице. В приведенной выше системе уравнений частные производные можно представить в аналитической форме, продифференцировав выражения 3.5.14 и 3.5.15 по p_1 и p_2 . Во время итерационного цикла производные рассчитываются при новых обновленных значениях давления, т. е. p_1^{k+1} и p_2^{k+1} . Процесс итерации считается завершенным, когда выражения $|p_1^{k+1} - p_1^k|$ и $|p_2^{k+1} - p_2^k|$ станут меньше определенного заданного значения, например 5—10 пси [35—69 кПа].

Шаг 9. Повторно выполняя шаги 2 и 3, построим зависимость давления от времени для каждого участка.

Шаг 10. Повторно выполняя шаги 6—11, построим для каждого участка график падения давления, и сравним его с фактическим профилем давления для каждого участка или с графиком, построенным в шаге 4.

Сравним расчетные и наблюдаемые значения давления. В случае несовпадения этих данных изменим размер и количество участков (т. е. их начальные геологические запасы) и повторим шаги 2—10.

3.5.2. Методика сопоставления кривой падения добычи и типовой кривой

Анализ падения добычи включает в себя анализ существующих кривых снижения производительности, т. е. графиков темпа добычи от времени и темпа добычи от суммарной добычи, для скважин и залежей. За последние 30 лет разработаны разнообразные методики оценки запасов газовых залежей с малой проницаемостью. В этих методиках используются различные алгоритмы анализа, от базового уравнения материального баланса до кривых падения добычи и типовых кривых. Существуют два метода анализа на основе кривых падения добычи, а именно:

- 1) подбор классической кривой по фактическим показателям разработки пласта;
- 2) метод аппроксимации типовых кривых.

Для некоторых графических решений используется комбинация кривых падения добычи и типовых кривых с различными граничными условиями. Ниже рассмотрены основные принципы обеих методик и их комбинации применительно к определению запасов газа.

Анализ кривой падения добычи

Кривые падения добычи представляют собой одну из наиболее часто используемых форм анализа данных для оценки запасов газа и прогнозирования добычи в будущем. Метод анализа кривых падения добычи основан на допущении, что существующая кривая добычи со всеми управляющими факторами сохранится и в будущем и, следовательно, ее можно экстраполировать и описать математически.

При экстраполяции «кривой» для оценки будущей производительности должно удовлетворяться следующее условие: факторы, определяющие изменения производительности, т. е. снижения темпов добычи, до текущего момента, сохраняют свое влияние и в будущем. Такие кривые падения добычи характеризуются тремя факторами:

- 1) начальным дебитом или дебитом в некоторый конкретный момент времени;
- 2) кривизна графика падения добычи;
- 3) темп падения добычи.

Эти факторы представляют собой сложную функцию, зависящую от различных параметров пласта, ствола скважины и поверхностного технологического оборудования.

Икоку (Ikoku, 1984) представил всестороннее и строгое описание анализа кривых падения добычи. Он показал, что при выполнении анализа кривых падения добычи должны учитываться три следующие условия.

- 1) Чтобы выполнить анализ кривых падения добычи с достаточной степенью достоверности, необходимо преувеличение определенных условий. В течение рассматриваемого периода добыча должна оставаться стабильной, то есть фонтанирующая скважина должна эксплуатироваться при постоянном размере проходного отверстия дросселя или при постоянном устьевом давлении, а насосная скважина должна откачиваться или эксплуатироваться при постоянном гидродинамическом уровне флюида. Это означает, что дебит скважины должен определяться заданным набором условий. Наблюдаемое падение добычи должно точно отражать продуктивность залежи и не являться результатом внешних обстоятельств, таких как изменение условий эксплуатации, повреждение скважины, регулирование добычи или поломка оборудования.
- 2) Кроме того, пластовые параметры должны сохраняться стабильными, только в этом случае экстраполяция кривых падения добычи может осуществляться с достаточной степенью достоверности. На практике это условие соблюдается, пока не изменяется механизм эксплуатации. Однако в случае принятия каких-либо мер для увеличения добычи газа, например загущающее бурение, закачивание флюида, гидроразрыв или кислотная обработка, анализ кривых паде-

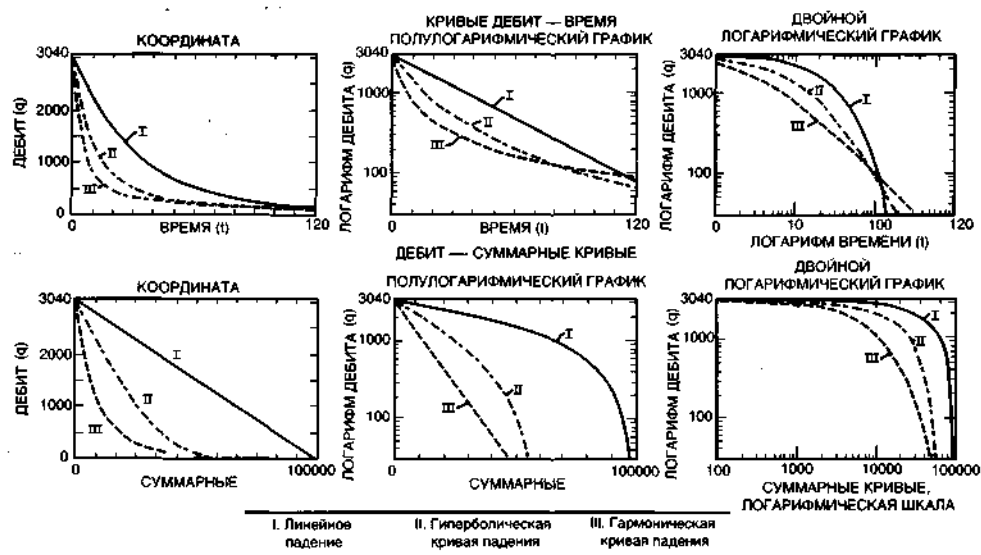


Рис. 3.43. Классификация кривых падения добычи (по: Arps, J. J. «Estimation of Primary Oil Reserves» (Оценка первичных запасов нефти), Courtesy of Trans. AIME, vol. 207, 1956)

ния добычи позволяет лишь оценить технологические характеристики залежи в отсутствие изменений и сравнить эти характеристики с фактическими показателями. Такое сравнение позволит определить технико-экономические преимущества, полученные в результате предпринятых действий.

- 3) Анализ кривых падения добычи используется для оценки новых инвестиций и анализа предыдущих затрат. На основе такого анализа возможен выбор типоразмеров технологического оборудования, такого как трубопроводы, установки и очистные сооружения. Кроме того, в результате экономического анализа определяются запасы для скважины, нефтеносного участка или месторождения. Это — независимая методика оценки запасов, результаты которой можно сравнить с расчетами объемным методом или вычислениями по уравнению материального баланса.

Арпс (Arps, 1945) предположил, что кривизну графика темпа добычи от времени можно выразить математическим выражением из семейства гиперболических уравнений. Арпс выделил следующие три типа кривых падения добычи:

- 1) экспоненциальная кривая падения;
- 2) гармоническая кривая падения;
- 3) гиперболическая кривая падения.

Кривые падения добычи каждого типа характеризуются различными значениями кри-

визны, как показано на рис. 3.43. На этом рисунке показаны характерные формы кривых падения каждого типа на графиках дебита от времени или суммарной добычи в декартовых, полулогарифмических и двойных логарифмических координатах. Ниже рассмотрены основные характеристики этих кривых падения добычи, на основе которых можно выбрать модель связывания дебита, применимую к описанию зависимости дебит—время для пластов, содержащих углеводороды.

- Для экспоненциальной кривой падения: график дебита от времени в *полулогарифмических координатах*, а также график дебита от суммарной добычи в *декартовых координатах* представляет собой прямую линию.
- Для гармонической кривой падения: график темпа добычи от суммарной добычи в *полулогарифмических координатах* представляет собой прямую линию, тогда как все прочие типы кривых падения имеют ту или иную степень кривизны. Существует ряд алгоритмов сдвига, предназначенных для спрямления результирующей кривой на графике дебита от времени в *полулогарифмических координатах*.
- Для гиперболической кривой падения: в случае гиперболической кривой падения ни один из рассмотренных выше графиков, т. е. в декартовых, полулогарифмических и двойных логарифмических координатах, не образует прямую линию. Однако на графике дебита от времени в *двойных логарифмических координатах* кривая представляет собой почти прямую линию.

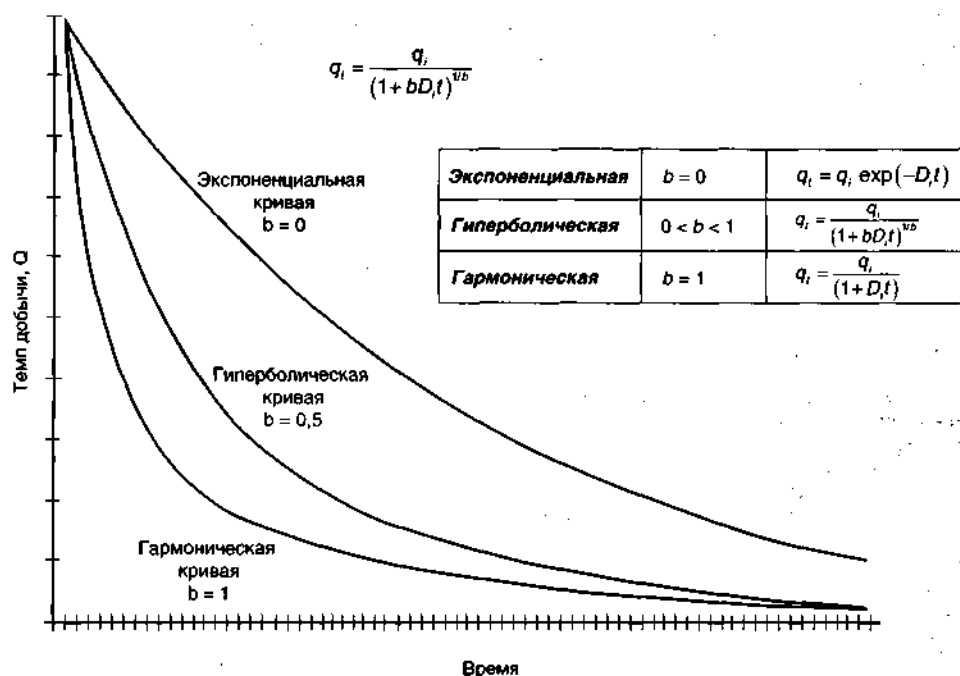


Рис. 3.44. Кривые падения добычи, дебит—время (экспоненциальная, гармоническая, гиперболическая)

мических координатах результирующую кривую можно спрямить с помощью алгоритмов сдвига.

Практически все традиционные методики анализа кривой падения добычи основаны на эмпирических зависимостях темпа добычи от времени, представленных Арпсом (Arps, 1945):

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bDt)^{1/b}} \quad [3.5.16]$$

где:

- q_t — дебит газа в момент времени t , млн ст. фут³/сут.;
- q_i — начальный дебит газа, млн ст. фут³/сут.;
- t — время, сут.;
- D_i — начальная скорость падения добычи, сут.⁻¹;
- b — показатель кривой падения по Арпсу.

Математическое описание этих кривых падения добычи значительно упрощается благодаря использованию текущей (номинальной) скорости падения D . Эта скорость падения определяется как скорость изменения натурального логарифма темпа добычи, т. е. $\ln(q)$, от времени t , или:

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad [3.5.17]$$

Знак минус добавлен, поскольку dq и dt имеют противоположные знаки, а при этом удобно, чтобы значение D всегда оставалось положительным. Обратите внимание, что уравнение снижения темпа добычи, т. е. уравнение 3.5.17, описывает текущие изменения наклона кривой dq/dt с изменением дебита q со временем.

Для прогнозирования будущей добычи можно использовать параметры, определенные методом классического подбора кривой по фактическим показателям разработки пласта, а именно: скорость падения D и показатель степени b . Данную методику анализа кривых падения добычи можно применять как к отдельным скважинам, так и ко всей залежи. А в ряде случаев точность анализа для залежи в целом оказывается выше точности анализа для отдельной скважины благодаря сглаживанию данных дебита. В зависимости от типа кривой падения добычи углеводородов значение b варьируется в диапазоне 0—1 и, соответственно, уравнение Арпса можно выразить в следующих трех удобных для применения формах:

Тип	b	Соотношение дебит—время
Экспоненциальная	$b=0$	$q_t = q_i \exp(-D_i t)$ [3.5.18]
Гиперболическая	$0 < b < 1$	$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$, [3.5.19]
Гармоническая	$b=1$	$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i t}$ [3.5.20]

На рис. 3.44 показаны типичные формы трех кривых при различных возможных значениях b .

Следует отметить, что все рассмотренные выше формы кривых падения добычи применимы, только когда в скважине или залежи установились псевдостационарные (полустационарные, с заданием граничного условия на контуре пласта) режимы течения. Уравнение Арпса часто используют не по назначению, применяя его к моделям эксплуатации нефтяных и газовых скважин с нестационарными режимами течения. Как говорилось выше в главе 1, при первом вводе скважины в ней устанавливаются переходные (нестационарные) условия. Эти условия сохраняются до тех пор, пока добыча из скважины не начнет влиять на пластовую систему в целом, достигнув границ области дренирования. Тогда про скважину можно сказать, что она эксплуатируется в псевдостационарных (с заданием граничного условия на контуре пласта) условиях. Ниже приведен перечень допущений, которые должны быть удовлетворены перед выполнением анализа кривых падения добычи в координатах дебит—время.

- Скважина осуществляет добычу из постоянной области дренирования, т. е. заданы граничные условия на контуре пласта.
- Скважина эксплуатируется с проектным или близким к нему дебитом.
- Скважина эксплуатируется с постоянным забойным давлением.

И в этом случае перед применением какого-либо метода анализа кривых падения добычи для описания динамики добычи из залежи необходимо убедиться в соблюдении перечисленных выше условий. В большинстве случаев газовые скважины, расположенные в залежи с низкой проницаемостью, эксплуатируются с проектным дебитом и характеризуются стабильным забойным давлением, если давление в трубопроводе поддерживается постоянным.

Однако определить момент установления области дренирования и перехода в режим псевдостационарного течения для газовой скважины, расположенной в залежи с низкой проницаемостью, крайне сложно.

Площадь под кривой q от времени во временном интервале от t_1 до t_2 представляет со-

бой суммарную добычу газа G_p за этот период и описывается математически следующим образом:

$$G_p = \int_{t_1}^{t_2} q_t dt. \quad [3.5.21]$$

Заменяя в приведенном выше уравнении дебит q_t тремя отдельными выражениями, описывающими типы кривых падения добычи, т. е. выражениями 3.5.18—3.5.20, и выполнив интегрирование, получим:

Экспоненциальная	$b=0$	$G_p(t) = \frac{1}{D_i}(q_i - q_t)$	[3.5.22]

Гиперболическая	$0 < b < 1$	$G_p(t) = \left[\frac{q_i}{D_i(1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_t}{q_i} \right)^{1-b} \right]$	[3.5.23]

Гармоническая	$b=1$	$G_p(t) = \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \ln \left(\frac{q_i}{q_t} \right)$	[3.5.24]

где:

- $G_{по}$ — суммарная добыча газа за время t , млн ст. фут³;
 q_i — начальный дебит газа на момент времени $t=0$, млн ст. фут³/единицу времени;
 t — время, единица времени;
 q_t — дебит газа в момент времени t , млн ст. фут³/единица времени;
 D_i — номинальная (начальная) скорость падения, 1/единица времени.

Во всех приведенных выше выражениях (3.5.18—3.5.24) должны использоваться одинаковые единицы измерения. Можно использовать любую удобную единицу времени, но и в этом случае необходимо убедиться, что единица времени для дебита, т. е. q_i и q_t , совпадает с единицей времени для скорости падения добычи D_i , т. е. если дебит q измеряется в ст. фут³/месяц, D_i должна измеряться в 1/месяц.

Обратите внимание, что хотя традиционный метод анализа кривой падения добычи по Арпсу (выражения 3.5.22—3.5.24) позволяет с приемлемой точностью оценить запасы газа, он имеет свои недостатки, наиболее существенными из которых является полное игнорирование гидродинамических данных. В результате метод может привести к завышению или занижению запасов. Практическое применение трех широко используемых типов кривых падения добычи рассматривается ниже.

Экспоненциальная кривая падения, $b=0$

Кривая падения этого типа на графике q от t в полулогарифмических координатах или q от $G_{по}$ в декартовых координатах представляет собой прямую линию, описываемую следую-

щим математическим соотношением:

$$q_t = q_i \exp(-D_i t),$$

или в линейной форме:

$$\ln(q_t) = \ln(q_i) - D_i t.$$

И аналогично:

$$G_{p(t)} = \frac{q_i - q_t}{D_i},$$

или в линейной форме:

$$q_t = q_i - D_i G_{p(t)}.$$

Кривая падения данного типа является самой простой в использовании и, возможно, наиболее часто применяемой. Ее широкое применение в отрасли обусловлено следующими причинами.

- Большинство скважин значительную часть своего периода эксплуатации работают с постоянной скоростью падения добычи и только в конце этого периода характеризуются существенным отклонением от этой кривой.
- Математический аппарат, используемый в выражении, описывающем данную линию, намного проще в применении, чем для линий других типов.

Считая, что фактическая добыча из скважины или месторождения характеризуется экспоненциальной зависимостью падения, можно представить процедуру прогнозирования поведения скважины или месторождения во времени в виде следующих шагов.

Шаг 1. Построим график q_t от G_p в декартовых координатах и график q_t от t в полулогарифмических координатах.

Шаг 2. На обоих графиках проведем через точки прямую наилучшего соответствия.

Шаг 3. Экстраполируем прямую на графике q_t от G_p на точку пересечения с осью y ($G_p = 0$), в которой дебит обозначается q_i .

Шаг 4. Рассчитаем начальное давление падения добычи D_i , выбрав точку (q_t, G_p) на прямой линии в декартовых координатах или точку (q_t, t) на линии в полулогарифмических координатах и определив D_i по формуле 3.5.20 или 3.5.22:

$$D_i = \frac{\ln(q_i / q_t)}{t}, \quad [3.5.25]$$

или в эквивалентной форме:

$$D_i = \frac{q_i - q_t}{G_{p(t)}}. \quad [3.5.26]$$

Если для определения скорости падения выполняется анализ всех данных о добыче методом наименьших квадратов:

$$D_i = \frac{\sum_i [t \ln(q_i / q_t)]}{\sum_i t^2}, \quad [3.5.27]$$

или в эквивалентной форме:

$$D_i = \frac{q_i \sum_i G_{p(t)} - \sum_i q_t G_{p(t)}}{\sum_i [G_{p(t)}]^2}. \quad [3.5.28]$$

Шаг 5. Рассчитаем время, необходимое для достижения рентабельного дебита q_a (или иного дебита) и соответствующей суммарной добычи газа, по формулам 3.5.18 и 3.5.22:

$$t_a = \frac{\ln(q_i / q_a)}{D_i};$$

$$G_{pa} = \frac{q_i - q_a}{D_i},$$

где:

G_{pa} — суммарная добыча газа в момент достижения рентабельного дебита или дебита при ликвидации скважины, млн ст. фут³;

q_i — начальный дебит газа на момент времени $t = 0$, млн ст. фут³/единицу времени;

t — время ликвидации скважины, единица времени;

q_a — рентабельный дебит (дебит при ликвидации скважины), млн ст. фут³/единица времени;

D_i — номинальная (начальная) скорость падения, 1/единица времени.

Пример 3.16. Для залежи сухого газа имеются следующие фактические показатели разработки:

G_p (млн ст. фут ³ /сут.)	G_p (млн ст. фут ³ /сут.)	q_t (млн ст. фут ³ /сут.)	G_p (млн ст. фут ³ /сут.)
320	16 000	208	304 000
336	32 000	197	352 000
304	48 000	184	368 000
309	96 000	176	384 000
272	160 000	184	400 000
248	240 000		

Требуется рассчитать:

- суммарную добычу газа от текущего момента до момента достижения дебита в 80 млн ст. фут³/сут.;
- дополнительное время, необходимое для достижения дебита в 80 млн ст. фут³/сут.

Решение.

- Выполним следующие действия:

Шаг 1. На графике G_p от q_t в декартовых коор-

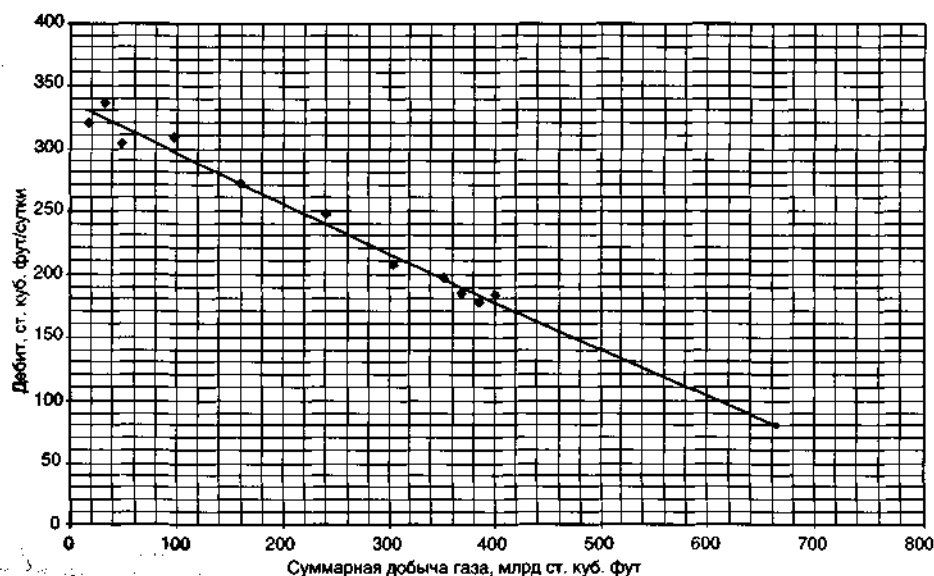


Рис. 3.45. Кривая падения добычи по примеру 3.16

динатах, показанном на рис. 3.45, изображена прямая, соответствующая экспоненциальной кривой падения добычи.

Шаг 2. В соответствии с графиком, при $q_i = 80$ млн ст. фут³/сут. суммарная добыча газа составит 633 600 млн ст. фут³, откуда получим добавочную добычу: $633,6 - 400,0 = 233,6$ млрд ст. фут³.

Шаг 3. Определим точку пересечения прямой линии с осью y : $q_i = 344$ млн ст. фут³/сут.

Шаг 4. Рассчитаем начальную (номинальную) скорость падения D_i , выбрав точку на прямой линии и решив уравнение 3.5.25 относительно D_i . При $G_{\text{нр}}$, равном 352 млн ст. фут³, q_i равен 197 млн ст. фут³/сут., или:

$$D_i = \frac{q_i - q_c}{G_{\text{нр}}} = \frac{344 - 197}{352000} = 0,000418 \text{ день}^{-1}.$$

Следует отметить, что месячное и годовое падение добычи можно определить, как:

$$D_{\text{м}} = (0,000418) (30,4) = 0,0126 \text{ месяц}^{-1};$$

$$D_{\text{г}} = (0,0126) (12) = 0,152 \text{ год}^{-1}.$$

Применив метод наименьших квадратов, т. е. уравнение 3.5.28, получим:

$$D_i = \frac{0,3255(10^8) - 0,19709(10^9)}{0,295(10^{12})} = 0,000425 \text{ день}^{-1}.$$

б) Чтобы рассчитать дополнительное время, необходимое для достижения дебита в 80 млн ст. фут³/сут., выполним следующие действия:

Шаг 1. Рассчитаем время, необходимое для достижения последнего измененного дебита в 184 млн ст. фут³, по формуле 3.5.25:

$$t = \frac{\ln(344/184)}{0,000425} = 1472 \text{ дня} = 4,03 \text{ года}.$$

Шаг 2. Рассчитаем общее время, необходимое для достижения дебита в 80 млн ст. фут³/сут.:

$$t = \frac{\ln(344/80)}{0,000425} = 3432 \text{ дня} = 9,4 \text{ года}.$$

Шаг 3. Дополнительное время = $9,4 - 4,03 = 5,37$ лет.

Пример 3.17. Для газовой скважины имеют следующие фактические показатели разработки:

Дата	Время (месяцы)	q_i (млн ст. фут ³ /мес.)
1.1.02	0	1240
2.1.02	1	1193
3.1.02	2	1148
4.1.02	3	1104
5.1.02	4	1066

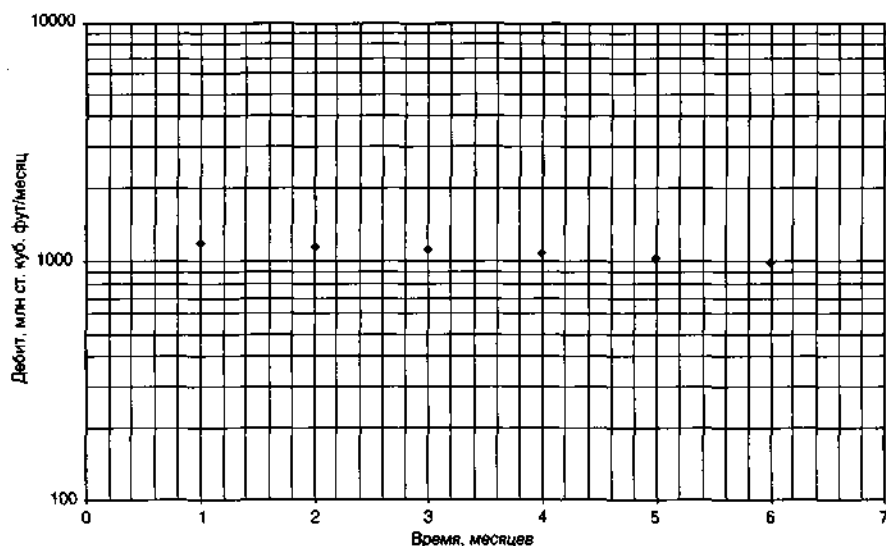


Рис. 3.46. Кривая падения добычи по примеру 3.17

Дата	Время (месяцы)	q_i (млн ст. фут³/ месяц)
6.1.02	5	1023
7.1.02	6	986
8.1.02	7	949
9.1.02	8	911
10.1.02	9	880
11.1.02	10	843
12.1.02	11	813
1.1.03	12	782

- а) Взяв за основу фактические показатели разработки за шесть месяцев, определить коэффициент уравнения для кривой падения добычи.
- б) Составить прогноз по дебитам и суммарной добыче газа за период с 1 августа 2002 г. по 1 января 2003 г.
- в) Считая, что предел рентабельности составляет 30 млн ст. фут³/месяц, оценить время, необходимое для достижения предела рентабельности и соответствующей суммарной добычи газа.

Решение.

а) Выполним следующие действия:

Шаг 1. На графике q_i от t в полулогарифмических координатах, показанном на рис. 3.46, изображена экспоненциальная кривая падения добычи.

Шаг 2. Определим начальную скорость падения D_i , выбрав точку на прямой и подставив координаты этой точки в уравнение 3.5.25, или, используя метод наименьших квадратов, получим из формулы 3.5.25:

$$D_i = \frac{\ln(q_i / q_t)}{t} = \frac{\ln(1240 / 986)}{6} = 0,0382 \text{ месяц}^{-1},$$

аналогично, из формулы 3.5.27:

$$D_i = \frac{\sum_i [t \ln(q_i / q_t)]}{\sum_i t^2} = \frac{3,48325}{91} = 0,0383 \text{ месяц}^{-1}.$$

- б) По формулам 3.5.18 и 3.5.22 рассчитаем зависимость q_i от G_{pi} в следующей табличной форме:

$$q_i = 1240 \exp(-0,0383t);$$

$$G_{pi} = (q_i - q_t) / 0,0383.$$

- в) По формулам 3.5.25 и 3.5.26 рассчитаем время, необходимое для достижения рентабельного дебита в 30 млн ст. фут³/месяц и соответствующие запасы:

$$t = \frac{\ln(1240 / 30)}{0,0383} = 97 \text{ месяцев} = 8 \text{ лет};$$

Дата	Время (месяцы)	Фактический q_i (млн ст. фут ³ /мес.)	Расчетный q_i (млн ст. фут ³ /мес.)	G_{pi} (млн ст. фут ³ /мес.)
2.1.02	1	1193	1193	1217
3.1.02	2	1148	1149	2387
4.1.02	3	1104	1105	3514
5.1.02	4	1066	1064	4599
6.1.02	5	1023	1026	4643
7.1.02	6	986	986	6647
8.1.02	7	949	949	7614
9.1.02	8	911	913	8545
10.1.02	9	880	879	9441
11.1.02	10	843	846	10303
12.1.02	11	813	814	11132
1.1.03	12	782	783	11931

$$G_{pi} = \frac{(1240 - 30)10^6}{0,0383} = 31,6$$

Гармоническая кривая падения добычи, $b=1$

Технологические показатели добычи для углеводородной системы в соответствии с гармонической линией падения, т. е. с $b=1$ в формуле 3.5.16, описываются формулами 3.5.20 и 3.5.24:

$$q_i = \frac{q_1}{1 + D_1 t};$$

$$G_{pi} = \left(\frac{q_1}{D_1} \right) \ln \left(\frac{q_1}{q_i} \right).$$

Приведенные выше два выражения можно преобразовать и, соответственно, записать, как:

$$\frac{1}{q_i} = \frac{1}{q_1} + \left(\frac{D_1}{q_1} \right) t; \quad [3.5.29]$$

$$\ln(q_i) = \ln(q_1) - \left(\frac{D_1}{q_1} \right) G_{pi}; \quad [3.5.30]$$

Два основных графика для анализа гармонической кривой падения добычи базируются на двух приведенных выше соотношениях. Из уравнения 3.5.29 видно, что график $1/q_i$ в зависимости от t в декартовых координатах пред-

ставляет собой прямую линию с угловым коэффициентом (D_1/q_1) и точкой пересечения с осью ординат $1/q_1$. Уравнение 3.5.30 позволяет предположить, что график q_i от G_{pi} в полулогарифмических координатах представляет собой прямую линию с отрицательным угловым коэффициентом (D_1/q_1) и точкой пересечения с осью ординат q_1 . Для расчета скорости падения добычи D_1 можно также применить метод наименьших квадратов:

$$D_1 = \frac{\sum_i (t q_i / q_1) - \sum_i t}{\sum_i t^2}.$$

Из формул 3.5.29 и 3.5.30 можно также вывести и другие соотношения, в том числе выражение для времени, необходимого для достижения рентабельного дебита q_r (или иного значения дебита), а также соответствующей суммарной добычи газа $G_{pi(r)}$:

$$t_r = \frac{q_1 - q_r}{q_r D_1}; \quad [3.5.31]$$

$$G_{pi(r)} = \left(\frac{q_1}{D_1} \right) \ln \left(\frac{q_1}{q_r} \right).$$

Гиперболическая кривая падения добычи, $0 < b < 1$

Два регулирующих соотношения для залежи или скважины, добычи из которых характеризуются гиперболической кривой падения, представлены формулами 3.5.19 и 3.5.23:

$$q_i = \frac{q_1}{(1 + b D_1 t)^{1/b}};$$

$$G_{pi(t)} = \left[\frac{q_1}{D_1 (1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_i}{q_1} \right)^{1+b} \right].$$

Рассмотренный ниже упрощенный метод итерации предназначен для определения D_1 и b на основе фактических показателей разработки:

Шаг 1. Построим график q_i от t в полулогарифмических координатах и проведем через точки плавную кривую.

Шаг 2. Продлим кривую до пересечения с осью y при $t=0$ и считаем значение q_1 .

Шаг 3. Выберем на плавной кривой другую конечную точку и запишем координаты этой точки, обозначив их (t_2, q_2) .

Шаг 4. Определим координаты промежуточной точки на плавной кривой, соответствующие значениям (t, q) , где значение q получено из следующего выражения:

$$q_i = \sqrt{q_1 q_2}. \quad [3.5.32]$$

Соответствующее значение t , определяется по плавной кривой для q_i .

Шаг 5. Решим следующее уравнение относительно b методом итераций:

$$f(b) = t_2 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^b - t_1 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^b - (t_2 - t_1) = 0. \quad [3.5.33]$$

Для решения приведенной выше нелинейной функции с помощью следующей рекурсивной методики можно применить итерационный метод Ньютона-Рафсона:

$$b^{k+1} = b^k - \frac{f(b^k)}{f'(b^k)}, \quad [3.5.34]$$

где производная $f'(b^k)$ записывается в виде:

$$f'(b^k) = t_2 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^{b^k} \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right) - t_1 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^{b^k} \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right). \quad [3.5.35]$$

Если начать с исходного значения $b=0,5$, т. е. $b^k=0,5$, установив критерий сходимости $b^{k+1} - b^k \leq 10^{-6}$, сходимость обычно достигается через 4–5 итераций.

Шаг 6. Решим уравнение 3.5.19 относительно D_1 и рассчитаем эту величину, используя значение b , рассчитанное в шаге 5, и координаты точки на плавной кривой, т. е. (t_2, q_2) :

$$D_1 = \frac{(q_1 / q_2)^b - 1}{b t_2}. \quad [3.5.36]$$

В следующем примере проиллюстрировано применение предложенной методики определения b и D_1 .

Пример 3.18. Следующие показатели разработки приведены Икоку (Икоку) для газовой скважины:

Дата	Время (годы)	q_i (млн ст. фут ³ /сут.)	G_{pi} (млн ст. фут ³ / сут.)
1 янв 1979 г.	0,0	10,00	0,00
1 июл 1979 г.	0,5	8,40	1,67
1 янв 1980 г.	1,0	7,12	3,08
1 июл 1980 г.	1,5	6,16	4,30
1 янв 1981 г.	2,0	5,36	5,35
1 июл 1981 г.	2,5	4,72	6,27
1 янв 1982 г.	3,0	4,18	7,08
1 июл 1982 г.	3,5	3,72	7,78
1 янв 1983 г.	4,0	3,36	8,44

Рассчитать показатели разработки залежи на следующие 16 лет.

Решение.

Шаг 1. Определим тип кривой падения добычи, который наиболее точно соответствует показателям разработки. Для этого построим следующие два графика:

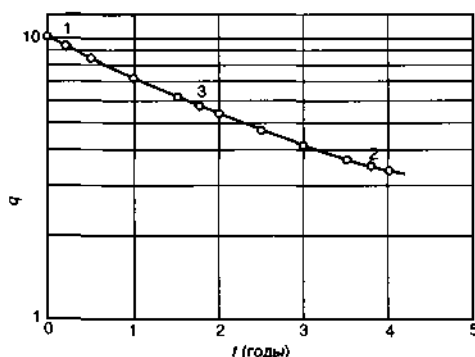


Рис. 3.47. График дебит—время по примеру 3.18

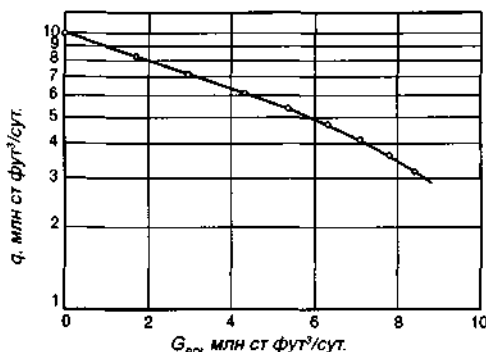


Рис. 3.48. График дебит—суммарная добыча по примеру 3.18

- 1) Построим график q_i от t в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 3.47. Этот график не является прямой линией, поэтому кривая падения не экспоненциальная.
- 2) Построим график G_{pi} от t в полулогарифмических координатах, как показано на рис. 3.48. И этот график не является прямой линией, поэтому кривая падения не гармоническая.

Анализ двух графиков показывает, что кривая падения должна быть гиперболической.

Шаг 2. По рис. 3.47 определим начальный дебит q_1 , продлив плавную кривую до пересечения с осью y , т. е. до $t=0$, тогда:

$$q_1 = 10 \text{ млн ст. фут}^3/\text{сут.}$$

Шаг 3. Выберем на плавной кривой другую конечную точку и запишем координаты этой точки, обозначив их (t_2, q_2) .

$$t_2 = 4 \text{ года;}$$

$q_2 = 3,36$ млн ст. фут³/сут.

Шаг 4. По формуле 3.5.32 рассчитаем значение q_1 и определим соответствующее время:

$$q_1 = \sqrt{q_2} = \sqrt{(10)(3,36)} = 5,8 \text{ млн ст. фут}^3/\text{сут.}$$

Соответствующее время $t_1 = 1,719$ лет.

Шаг 5. Примем $b=0,5$ и решим уравнение 3.5.33 относительно b методом итераций:

$$f(b) = t_2 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^b - t_1 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^b - (t_2 - t_1);$$

$$f(b) = 4(1,725)^b - 1,719(2,976)^b - 2,26.$$

и:

$$f'(b) = t_2 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^b \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right) - t_1 \left(\frac{q_1}{q_2} \right)^b \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right);$$

$$f'(b) = 2,18(1,725)^b - 1,875(2,976)^b$$

с:

$$b^{k+1} = b^k - \frac{f(b^k)}{f'(b^k)}.$$

Метод итерации удобно применять, составив следующую таблицу.

k	b^k	$f(b)$	$f'(b)$	b^{k+1}
0	0,500000	$7,57 \times 10^{-3}$	-0,36850	0,520540
1	0,520540	$-4,19 \times 10^{-4}$	-0,40950	0,519517
2	0,519517	$-1,05 \times 10^{-6}$	-0,40746	0,519514
3	0,519514	$-6,87 \times 10^{-9}$	-0,40745	0,519514

Метод дает сходжение после трех итераций при значении $b=0,5195$.

Шаг 6. Решим уравнение 3.5.36 относительно D_i :

$$D_i = \frac{(q_1/q_2)^b - 1}{bt_2} = \frac{(10/3,36)^{0,5195} - 1}{(0,5195)(4)} = 0,3668 \text{ год}^{-1},$$

на месячной основе $D_i = 0,3668/12 = 0,0306$ месяц⁻¹, на суточной основе $D_i = 0,3668/365 = 0,001$ сут.⁻¹.

Шаг 7. С помощью формул 3.5.19 и 3.5.23 составим прогноз показателей разработки для газовой скважины. Обратите внимание, что в формуле 3.5.19 числитель содержит $D_i t$ и, следовательно, произведение должно быть безразмерным, или:

$$q_i = \frac{10(10^6)}{[1 + 0,5195 D_i t]^{(1-0,5195)}} =$$

$$= \frac{(10)(10^6)}{[1 + 0,5195(0,3668)(t)]^{(1-0,5195)}},$$

где:

q_i — дебит, млн ст. фут³/сут.;

t — время, годы;

D_i — скорость падения добычи, 1/год.

В формуле 3.5.23 за единицу времени в выражении для q_i приняты сутки и, следовательно, D_i должно быть выражено в сутках⁻¹.

$$G_{(ti)} = \left[\frac{q_i}{D_i(1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_i}{q_1} \right)^{1-b} \right] =$$

$$= \left[\frac{(10)(10^6)}{(0,001)(1-0,5195)} \right] \times$$

$$\times \left[1 - \left(\frac{q_i}{(10)(10^6)} \right)^{1-0,5195} \right].$$

Результаты вычислений в шаге 7 сведены в таблицу ниже и представлены графически на рис. 3.49.

Время (годы)	Фактическое значение q (млн ст. фут ³ /сут.)	Расчетное значение q (млн ст. фут ³ /сут.)	Фактическое значение суммарной добычи газа (млрд ст. фут ³)	Расчетное значение суммарной добычи газа (млрд ст. фут ³)
0	10	10	0	0
0,5	8,4	8,392971	1,67	1,671857
1	7,12	7,147962	3,08	3,08535
1,5	6,16	6,163401	4,3	4,296641
2	5,36	5,37108	5,35	5,346644
2,5	4,72	4,723797	6,27	6,265881
3	4,18	4,188031	7,08	7,077596
3,5	3,72	3,739441	7,78	7,799804
4	3,36	3,36	8,44	8,44669
5		2,757413		9,557617
6		2,304959		10,477755
7		1,956406		11,252814
8		1,68208		11,914924
9		1,462215		12,487334
10		1,283229		12,987298
11		1,135536		13,427888

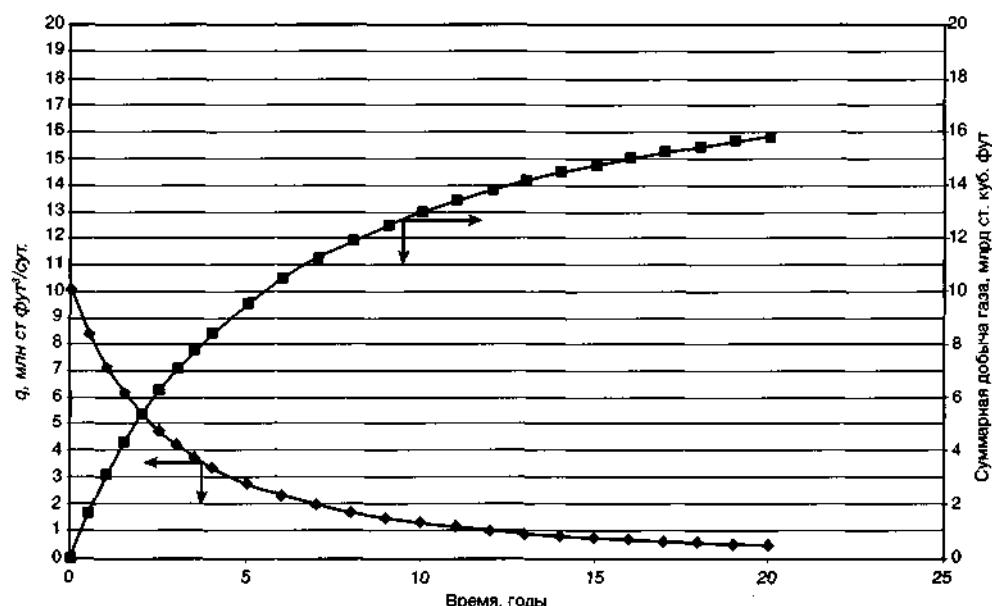


Рис. 3.49. Данные кривых падения добычи по примеру 3.18

Время (годы)	Фактическое значение q (млн ст. фут³/сут.)	Расчетное значение q (млн ст. фут³/сут.)	Фактическое значение суммарной добычи газа (млрд ст. фут³)	Расчетное значение суммарной добычи газа (млрд ст. фут³)
12		1,012209		13,819197
13		0,908144		14,169139
14		0,819508		14,484015
15		0,743381		14,768899
16		0,677503		15,027928
17		0,620105		15,264506
18		0,569783		15,481464
19		0,525414		15,681171
20		0,486091		15,86563

Гентри (Gentry, 1972) разработал графическую методику определения коэффициентов b и D_i , как показано на рис. 3.50 и 3.51. Показатель степени b для кривой падения добычи Арпса выражен на рис. 3.50 в терминах отношений q_i/q и $G_p/(tq_i)$, при этом верхний предел для q_i/q составляет 100. Чтобы определить по-

казатель b , нанесите на график точку с координатой по оси абсцисс, для которой отношение $G_p/(tq_i)$ соответствует последней точке данных на кривой падения, и найдите координаты для отношения начального дебита к последнему дебиту на кривой падения q_i/q . Показатель степени b считается на пересечении этих двух значений. Начальную скорость падения D_i можно определить по рис. 3.51, перейдя от точки на оси y со значением q_i/q вправо до кривой с соответствующим значением b . Начальную скорость падения D_i можно найти, считав координату на оси ординат и разделив ее на время t изменения от q_i до q .

Пример 3.19. Используя данные, приведенные в примере 3.18, пересчитать коэффициенты b и D_i с помощью графиков Гентри (Gentry).

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем отношения q_i/q и $G_p/(tq_i)$:

$$q_i/q = 10/3,36 = 2,98;$$

$$G_p/(tq_i) = 8440/[(4 \times 365)(10)] = 0,58.$$

Шаг 2. На рис. 3.50 проведем горизонтальную линию от отметки $y = 2,98$ и вертикальную линию от отметки $x = 0,58$ и считаем значение b на пересечении этих двух линий:

$$b = 0,5.$$

Шаг 3. На рис. 3.51 для значений 2,98 и 0,5 получим:

$$D_i t = 1,5 \text{ или } D_i = 1,5/4 = 0,38 \text{ год}^{-1}.$$

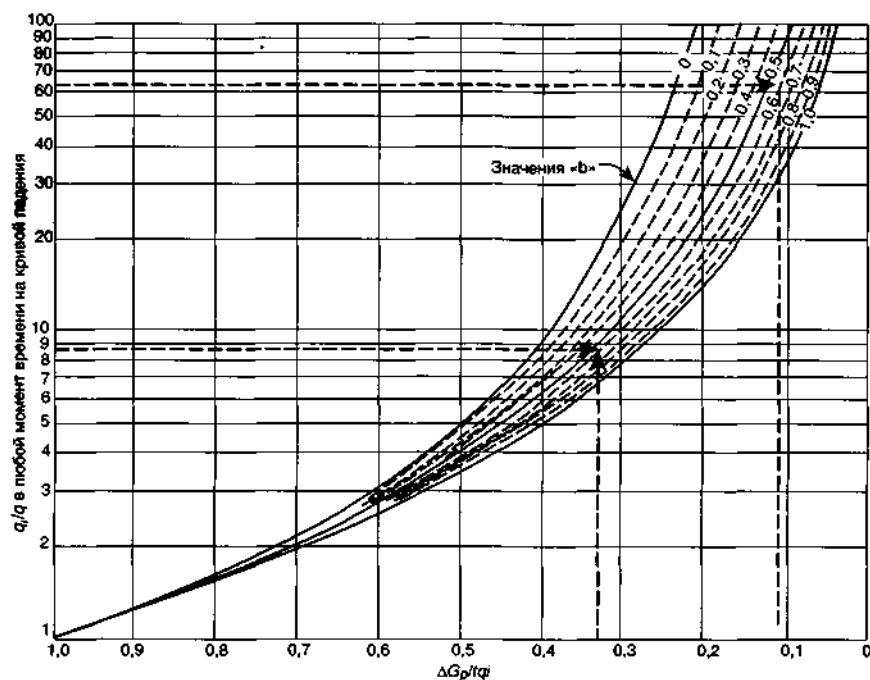


Рис. 3.50. Зависимость между темпом добычи и суммарной добычей (по: Gentry, 1972)

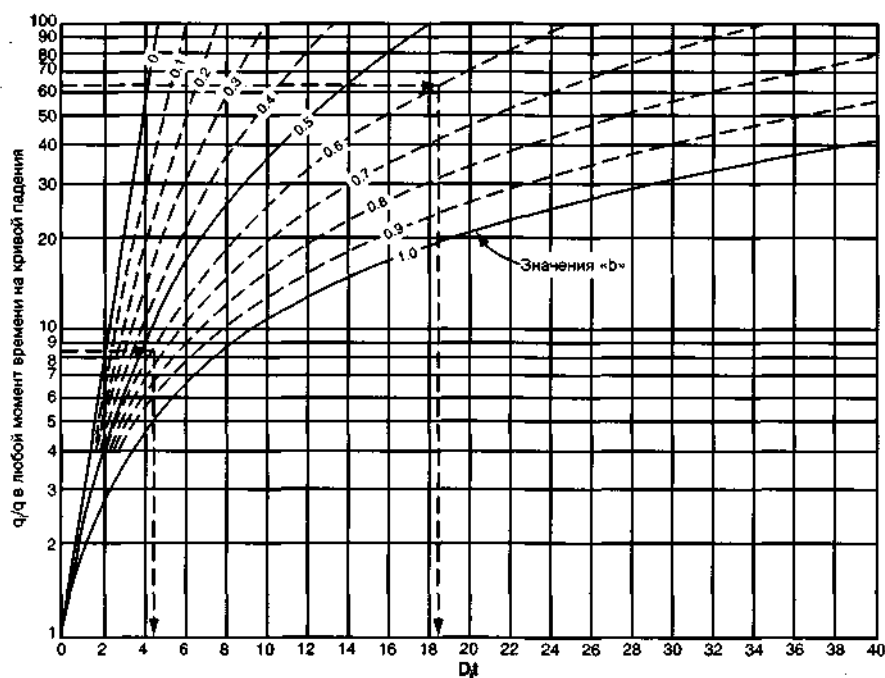


Рис. 3.51. Зависимость между темпом добычи и временем (по: Gentry, 1972)

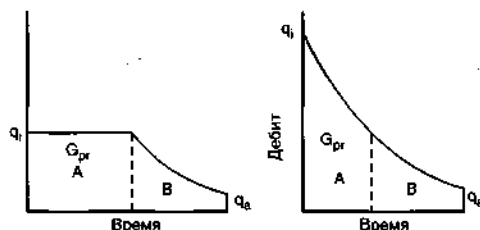


Рис. 3.52. Оценка результата ограничения максимального дебита

Во многих случаях на начальной стадии эксплуатации газовые скважины не эксплуатируются на полную мощность. Это обусловлено различными причинами, включая недостаточную пропускную способность трубопровода или системы транспортировки, низкую потребность и прочие ограничения. На рис. 3.52 показана модель для оценки динамики добычи с ограниченным дебитом.

На рис. 3.52 видно, что скважина эксплуатируется с ограниченным дебитом q_i в течение времени t_i , суммарная добыча за которое составила G_{pr} . Предлагаемая методика оценки времени t_i ограниченного дебита заключается в задании общей суммарной добычи $G_{pr(t)}$, которая наблюдалась бы в обычных условиях падения добычи от начального дебита скважины q_i до q_a , равной G_{pr} . В конечном итоге наступит момент времени t_i , с которого добыча начнет падать и скважина будет вести себя аналогично другим скважинам на участке. Предложенная методика прогнозирования скорости снижения добычи для скважины с ограниченным дебитом основана на допущении, что следующие данные имеются и применимы к конкретной скважине:

- коэффициенты уравнения Арпса, т. е. D_i и b , по аналогии с другими скважинами;
- рентабельный дебит газа (дебит ликвидации) q_a ;
- максимальные извлекаемые запасы G_{pa} ;
- допустимый (ограниченный) дебит q_i .

Методику можно описать в виде следующих шагов:

Шаг 1. Рассчитаем начальный дебит скважины q_i , который бы наблюдался в отсутствие ограничений, следующим образом:

Для экспоненциальной кривой:

$$q_i = G_{pa} D_i + q_a \quad (3.5.37)$$

Для гармонической кривой:

$$q_i = q_a \left[1 + \frac{D_i G_{pa}}{q_a} - \ln \left(\frac{q_i}{q_a} \right) \right] \quad (3.5.38)$$

Для гиперболической кривой:

$$q_i = \left\{ (q_i)^b + \frac{D_i b G_{pa}}{(q_i)^{1-b}} - \frac{b(q_i)^b}{1-b} \times \left[1 - \left(\frac{q_a}{q_i} \right)^{1-b} \right] \right\}^{1/b} \quad (3.5.39)$$

Шаг 2. Рассчитаем суммарную добычу газа за период эксплуатации с допустимым (ограниченным) дебитом:

Для экспоненциальной кривой:

$$G_{pr} = \frac{q_i - q_a}{D_i} \quad (3.5.40)$$

Для гармонической кривой:

$$G_{pr} = \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \ln \left(\frac{q_i}{q_a} \right) \quad (3.5.41)$$

Для гиперболической кривой:

$$G_{pr} = \left[\frac{q_i}{D_i (1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_a}{q_i} \right)^{1-b} \right] \quad (3.5.42)$$

Шаг 3. Независимо от типа кривой снижения добычи рассчитаем общее время эксплуатации с допустимым дебитом:

$$t_i = \frac{G_{pr}}{q_i} \quad (3.5.43)$$

Шаг 4. Определим показатели разработки залежи как функцию от времени, применив соответствующие соотношения, описывающие падение добычи, которые представлены в виде формул 3.5.18–3.5.29.

Пример 3.20. Расчеты для газовой скважины объемным методом показывают, что максимальные извлекаемые запасы газа G_{pa} составляют 25 млрд ст. фут³. По аналогии с другими скважинами на рассматриваемом участке предположим, что скважина характеризуется следующими показателями:

экспоненциальная линия падения добычи;
 допустимый (ограниченный) дебит = 425 млн ст. фут³/месяц;
 предел рентабельности = 30 млн ст. фут³/месяц;
 номинальная скорость падения = 0,044 месяц⁻¹.

Требуется рассчитать динамику изменения добычи скважины по годам.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем начальный дебит q_i по формуле 3.5.37:

$$q_i = G_{pa} + q_a = (0,044)(25\,000) + 30 = 1130 \text{ млн ст. фут}^3/\text{месяц}.$$

Шаг 2. Рассчитаем суммарную добычу газа за период эксплуатации с допустимым (ограниченным) дебитом по формуле 3.5.40:

$$G_p = \frac{q_i - q_e}{D_i} = \frac{1130 - 425}{0,044} = 16,023 \text{ млрд ст. фут}^3.$$

Шаг 3. Рассчитаем общее время эксплуатации с ограниченным дебитом по формуле 3.5.43:

$$t_e = \frac{G_p}{q_e} = \frac{16023}{425} = 37,7 \text{ месяцев} = 3,14 \text{ лет.}$$

Шаг 4. Рассчитаем добычу за первые три года с разбивкой по годам:

$$q = (425)(12) = 5100 \text{ млн ст. фут}^3/\text{год.}$$

Четвертый год разбит на интервалы 1,68 месяца или 0,14 года, когда производительность поддерживалась постоянной, и 10,32 месяцев, когда производительность падала.

$$\text{За первые 1,68 месяца } (1,68)(425) = 714 \text{ млн ст. фут}^3.$$

В конце четвертого года:

$$q = 425 \exp[-0,044(10,32)] = 270 \text{ млн ст. фут}^3/\text{месяц.}$$

Суммарная добыча газа за последние 10,32 месяца составила:

$$\frac{425 - 270}{0,044} = 3523 \text{ млн ст. фут}^3.$$

Общая добыча за четвертый год составила:

Год	Добыча (млн ст. фут ³ /год)
1	5100
2	5100
3	5100
4	4237

Дебит в конце четвертого года эксплуатации, т. е. 270 млн ст. фут³/месяц, принимается равным исходному дебиту в начале пятого года. Дебит в конце пятого года, q_{end} , рассчитывается по формуле 3.5.40:

$$q_{end} = q_i \exp[-D(12)] = 270 \exp \times [-0,0044(12)] = 159 \text{ млн ст. фут}^3/\text{месяц,}$$

где суммарная добыча газа равна:

$$G_p = \frac{q_i - q_{end}}{D_i} = \frac{270 - 159}{0,044} = 2523 \text{ млн ст. фут}^3.$$

А для шестого года:

$$q_{end} = 159 \exp[-0,0044(12)] = 94 \text{ млн ст. фут}^3/\text{месяц,}$$

где:

$$G_p = \frac{159 - 94}{0,044} = 1482 \text{ млн ст. фут}^3.$$

Результаты, полученные многократным применением данной процедуры, сведены ниже в таблицу:

t (годы)	q _i (млн ст. фут ³ /месяц)	q _{end} (млн ст. фут ³ /месяц)	Годовая добыча (млн ст. фут ³ /год)	Суммарная добыча (млн ст. фут ³)
1	425	425	5100	5,100
2	425	425	5100	10,200
3	425	425	5100	15,300
4	425	270	4237	19,537
5	270	159	2523	22,060
6	159	94	1482	23,542
7	94	55	886	24,428
8	55	33	500	24,928

Переинициализация данных

Феткович (Fetkovich, 1980) показал, что существует ряд однозначных ситуаций, требующих переинициализации данных дебит—время, в том числе и по следующим причинам:

- изменение режима разработки или техники добычи;
- существенное изменение числа скважин на участке или месторождении вследствие загущающего бурения;
- изменение диаметра НКТ может привести к изменению q_i и, соответственно, показателю степени b .

В случае, когда технологические характеристики скважины не лимитируются параметрами НКТ или оборудования, обработка пласта может привести к изменению продуктивности q_i и, возможно, остаточных извлекаемых запасов газа. Однако показатель степени падения b обычно можно принять за константу. Феткович (Fetkovich) и соавт. (1996) предложили эмпирическую формулу для приближенной оценки увеличения дебита в результате обработки:

$$(q_i)_{\text{new}} = \left[\frac{7 + s_{\text{old}}}{7 + s_{\text{new}}} \right] (q_i)_{\text{old}},$$

где:

$(q_i)_{\text{old}}$ — производительность непосредственно перед обработкой;

s — скин-фактор.

Формулу Арпса, т. е. выражение 3.5.16, можно представить в следующем виде:

$$q_i = \frac{(q_i)_{\text{new}}}{(1 + b(D_i)_{\text{new}})^{1/2}}$$

с:

$$(D_i)_{\text{new}} = \frac{(q_i)_{\text{new}}}{(1 - b)G},$$

где:

G — запасы газа, ст. фут³.

Анализ универсальной кривой

Как обсуждалось в главе 1, анализ показателей добычи газа с помощью универсальной кривой заключается в установлении соответствия между фактической зависимостью производительности от времени и теоретической моделью. Значения производительности и теоретическая модель обычно представляются в графическом виде в безразмерной форме. Любые переменные можно превратить в «безразмерные», умножив их на систему констант, имеющих обратную размерность. Выбор такой системы зависит от типа решаемой проблемы. Например, чтобы получить безразмерное падение давления p_D , нужно фактическое падение давления в пси умножить на выражение A с размерностью пси⁻¹, или:

$$p_D = A \Delta p.$$

Выражение A , превращающее реальные переменные в безразмерные, выводится на основе формулы, описывающей поток флюида в пласте. Чтобы ввести это понятие, снова запишем уравнение на основе закона Дарси, которое описывает радиальное стационарное течение несжимаемой жидкости:

$$Q = \left[\frac{0,00708kh}{B\mu \ln(r_e/r_{wa}) - 0,5} \right] \Delta p,$$

где r_{wa} — кажущийся (эффективный) радиус ствола скважины, который определяется по формуле 1.2.140 с учетом скин-фактора s :

$$r_{wa} = r_w e^s.$$

Выражение A можно определить, преобразовав уравнение на основе закона Дарси:

$$\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} = \left[\frac{0,00708kh}{QB\mu} \right] \Delta p.$$

Поскольку левая часть этого уравнения безразмерная, правая часть также должна быть безразмерной. Это позволяет предположить, что выражение $0,00708 kh/QB\mu$ и есть выражение A с размерностью пси⁻¹, с помощью которой определяется безразмерная переменная p_D , или:

$$p_D = \left[\frac{0,00708kh}{QB\mu} \right] \Delta p.$$

Отношение p_D к Δp запишется, как:

$$\frac{p_D}{\Delta p} = \left[\frac{kh}{141,2QB\mu} \right].$$

Прологарифмировав обе части данного уравнения, получим:

$$\log(p_D) = \log(\Delta p) + \log \left(\frac{0,00708kh}{QB\mu} \right), \quad [3.5.44]$$

где:

Q — расход, ст. барр./сут.;

B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;

μ — вязкость, сП.

При постоянном дебите из формулы 3.5.44 видно, что логарифм безразмерного падения давления $\log(p_D)$ отличается от логарифма фактического падения давления, $\log(\Delta p)$ на постоянную величину:

$$\log \left(\frac{0,00708kh}{QB\mu} \right).$$

Аналогично, безразмерное время t_D , выражено в главе 1 формулой 1.2.75, где время t представлено в сутках:

$$t_D = \left[\frac{0,006328k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right] t.$$

Прологарифмировав обе части данного уравнения, получим:

$$\log(t_D) = \log(t) + \log \left[\frac{0,006328k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right], \quad [3.5.45]$$

где:

t — время, сутки;

c_r — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹;

ϕ — пористость.

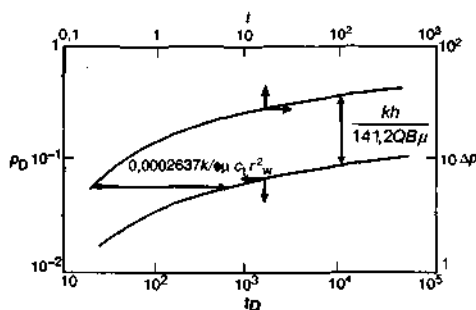


Рис. 1.46. Понятие универсальных кривых

Таким образом, график $\log(\Delta p)$ от $\log(t)$ будет иметь форму, идентичную (т. е. будет параллелен) графику $\log(p_i)$ от $\log(t_i)$, хотя и будет смещен на величину $\log(0,00708kh/QB\mu)$ по вертикали (по оси давления) и $\log(0,000264k/\phi\mu c_i r_w^2)$ по горизонтали (по оси времени). Это положение проиллюстрировано в главе 1 на рис. 1.46, который повторно приведен в данной главе для удобства восприятия.

Эти две кривые имеют одинаковую форму, при этом, если они смещаются относительно друг друга до совпадения или наложения, величины смещения по осям абсцисс и ординат, необходимые для достижения указанного совпадения, связаны с этими константами формулами 3.5.44 и 3.5.45. Определив эти константы на основе смещений по осям абсцисс и ординат, можно рассчитать такие характеристики пласта, как проницаемость и пористость. Этот процесс совмещения двух кривых путем смещения по осям абсцисс и ординат и определения характеристик пласта и скважины называют совмещением типовых кривых.

Чтобы нагляднее показать возможности и удобства применения безразмерных параметров при решении инженерно-технических задач, рассмотрим следующий пример.

Пример 3.21. Скважина эксплуатируется в режиме переходного (нестационарного) течения. Даны следующие характеристики:

$p_i = 3500$ пси;
 $B = 1,44$ пл. барр./ст. барр.;
 $c_i = 17,6 \times 10^{-6}$ пси; $\phi = 15\%$;
 $\mu = 1,3$ сП; $h = 20$ фут;
 $Q = 360$ ст. барр./сут.;
 $k = 22,9$ мД; $s = 0$.

- а) Рассчитать значения давления для радиусов 10 и 100 фут [3,05 и 30,5 м] и продолжительности работы скважины при гидродинамических исследованиях 0,1, 0,5, 1,0, 2,0, 5,0, 10, 20, 50 и 100 часов. Построить двойной логарифмический график $p_i - p(r, t)$ от t .

- б) Представить данные, полученные в пункте (а), в виде двойного логарифмического графика $p_i - p(r, t)$ от (t/r^2) .

Решение.

- а) В условиях переходного течения уравнение 1.2.66 позволяет получить давления для любого радиуса r и любого времени t :

$$p(r, t) = p_i + \left[\frac{70,6QB\mu}{kh} \right] \text{Ei} \left[\frac{-948\phi\mu c_i r^2}{kt} \right],$$

или:

$$p_i - p(r, t) = \left[\frac{-70,6(360)(1,444)(1,3)}{(22,9)(20)} \right] \times$$

$$\times \text{Ei} \left[\frac{-948(0,15)(1,3)(17,6 \times 10^{-6} r^2)}{(22,9)t} \right];$$

$$p_i - p(r, t) = -104 \text{Ei} \left[-0,0001418 \frac{r^2}{t} \right].$$

Зависимость $p_i - p(r, t)$ от времени и радиуса (т. е. при $r = 10$ и 100 фут [3,05 и 30,5 м]) представлена ниже в таблице и в виде графика на рис. 3.53:

Пусть: $r = 10$ фут [3,05 м]			
t (часы)	t/r^2	$\text{Ei}[-0,0001418r^2/t]$	$p_i - p(r, t)$
0,1	0,001	-1,51	157
0,5	0,005	-3,02	314
1,0	0,010	-3,69	384
2,0	0,020	-4,38	455
5,0	0,050	-5,29	550
10,0	0,100	-5,98	622
20,0	0,200	-6,67	694
50,0	0,500	-7,60	790
100,0	1,000	-8,29	862

Пусть: $r = 100$ фут [30,5 м]			
t (часы)	t/r^2	$\text{Ei}[-0,0001418r^2/t]$	$p_i - p(r, t)$
0,1	0,00001	0,00	0
0,5	0,00005	-0,19	2
1,0	0,00010	-0,12	12
2,0	0,00020	-0,37	38
5,0	0,00050	-0,95	99
10,0	0,00100	-1,51	157
20,0	0,00200	-2,14	223
50,0	0,00500	-3,02	314
100,0	0,01000	-3,69	386

- б) На рис. 3.53 показаны две различные кривые для радиусов 10 и 100 фут [3,05 и 30,5 м]. Очевидно, что аналогичные расчеты можно повторить для любых

значений радиуса и, соответственно, получить любое количество кривых. Однако можно существенно упростить процедуру решения, проанализировав рис. 3.54. На этом графике разности давлений $p_i - p(r, t)$ от t/r^2 видно, что данные для обоих радиусов образуют общую кривую. Фактически данные разности давлений для любого радиуса в пределах пласта точно ложатся на одну и ту же кривую.

Например, рассчитаем для пласта с заданными характеристиками давление p для радиуса 150 фут [46 м] через 200 часов эксплуатации в режиме переходного (нестационарного) течения:

$$t/r^2 = 200/150^2 = 0,0089.$$

Из рис. 3.54:

$$p_i - p(r, t) = 370 \text{ пси.}$$

Тогда:

$$p(r, t) = p_i - 370 = 5000 - 370 = 4630 \text{ пси.}$$

Ниже перечислены некоторые из исследователей, применявших метод безразмерных переменных для определения запасов и технологических показателей добычи углеводородных систем, а также ряд соответствующих методик:

- Феткович (Fetkovich);
- Картер (Carter);
- Паладио и Блесингейм (Palacio и Blas-ingame);
- динамическое уравнение материального баланса;
- Анаш (Anash) и соавт.;
- анализ кривой падения добычи для трещинных скважин.

Все методики основаны на определении множества безразмерных переменных для кривой падения добычи, которое включает в себя:

- безразмерный дебит q_{Dd} для кривой падения добычи;
- безразмерная суммарная добыча Q_{Dd} для кривой падения добычи;
- безразмерное время t_{Dd} для кривой падения добычи.

Эти методики были разработаны как дополнительный удобный инструмент, позволяющий инженеру-нефтянику оценивать запасы и определять прочие характеристики пласта применительно к нефтяным и газовым скважинам на основе имеющихся данных о технологических показателях добычи. Ниже приводится обзор перечисленных методик с описанием их практической области применения.

Типовая кривая Фетковича

Подбор типовой кривой представляет собой улучшенную форму анализа падения добычи,

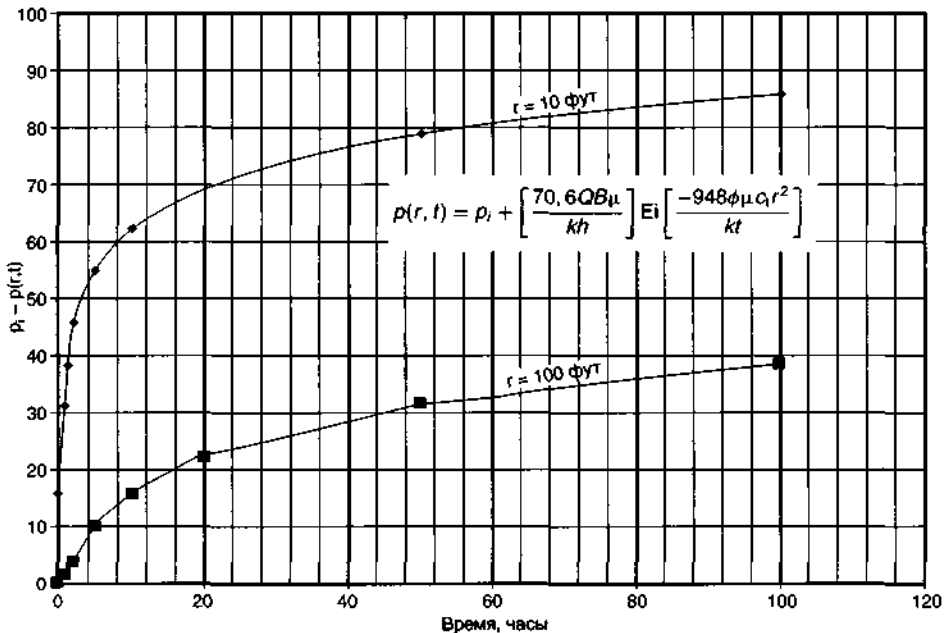
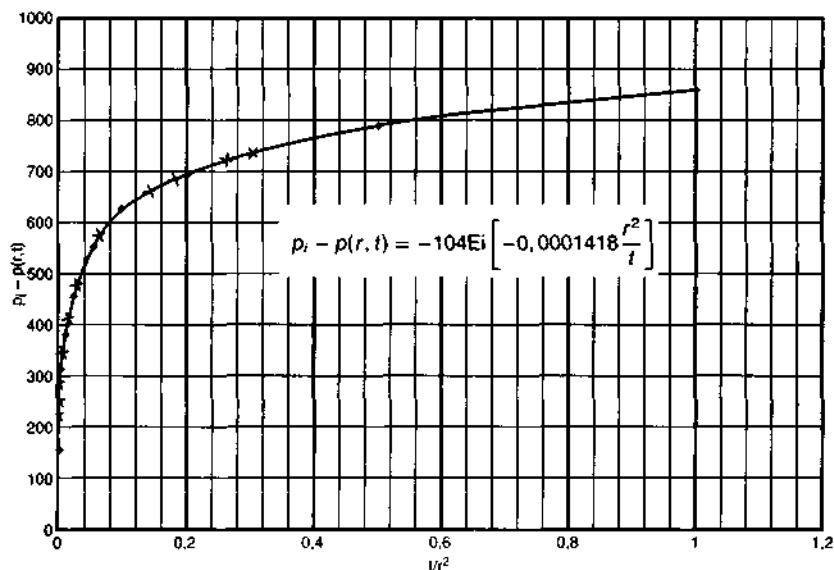


Рис. 3.53. Профиль давления от времени для радиусов 10 и 100 фут

Рис. 3.54. Профиль давления от r^2/t для радиусов 10 и 100 фут

предложенную Фетковичем (Fetkovich, 1980). Автор предположил, что метод безразмерных переменных можно распространить на анализ кривой падения добычи с целью упрощения вычислений. Он ввел безразмерный дебит для кривой падения добычи q_{dp} и безразмерное время для кривой падения добычи t_{dp} . Эти переменные используются во всех методиках анализа кривых падения добычи и типовых кривых. Тогда соотношения Арпса можно представить в следующих безразмерных формах:

Гиперболическая
$$\frac{q_i}{q_l} = \frac{1}{[1 + bD_i t]^b}$$

В безразмерной форме:

$$q_{Dd} = \frac{1}{[1 + b t_{Dd}]^{1/b}} \quad (3.5.46)$$

где безразмерные переменные для кривой падения добычи q_{Dd} и t_{Dd} определяются по следующим формулам:

$$q_{Dd} = \frac{q_i}{q_l} \quad (3.5.47)$$

$$t_{Dd} = D_i t \quad (3.5.48)$$

Экспоненциальная
$$\frac{q_i}{q_l} = \frac{1}{\exp[D_i t]}$$

Аналогично:

$$q_{Dd} = \frac{1}{\exp[t_{Dd}]} \quad (3.5.49)$$

Гармоническая
$$\frac{q_i}{q_l} = \frac{1}{1 + D_i t}$$

или

$$q_{Dd} = \frac{1}{1 + t_{Dd}} \quad (3.5.50)$$

где q_{Dd} и t_{Dd} — безразмерные переменные для кривой падения добычи, определенные по формулам 3.5.47 и 3.5.48, соответственно. При учете граничного условия на контуре, т. е. в режиме стационарного или псевдостационарного течения уравнение на основе закона Дарси можно использовать для описания начального дебита q_i :

$$q_i = \frac{0,00708 k h \Delta p}{B \mu [\ln(r_e/r_{wa}) - \frac{1}{2}]} = \frac{k h (p_i - p_{wf})}{142,2 B \mu [\ln(r_e/r_{wa}) - \frac{1}{2}]}$$

где:

- q — дебит, ст. барр./сут.;
- B — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;
- μ — вязкость, сП;
- k — проницаемость, мД;
- h — толщина, фут;
- r_e — радиус дренирования, фут;
- r_{wa} — кажущийся (эффективный) радиус ствола скважины, фут.

Отношение r_e/r_{wa} обычно обозначают как безразмерный радиус дренирования r_D . То есть:

$$r_D = r_e/r_{wa} \quad (3.5.51)$$

с:

$$r_{we} = r_w e^{-\sigma}.$$

В уравнении Дарси r_e/r_{we} можно заменить переменной r_D , тогда:

$$q_i = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141,2B\mu [\ln(r_D) - \frac{1}{2}]}.$$

Преобразовав уравнение на основе закона Дарси, получим:

$$\left[\frac{141,2B\mu}{kh\Delta p} \right] q_i = \frac{1}{\ln(r_D) - \frac{1}{2}}.$$

Очевидно, что правая часть уравнения безразмерная, это означает, что и левая часть уравнения также не имеет размерности. Тогда из приведенного выше соотношения выразим безразмерный дебит q_D :

$$q_D = \left[\frac{141,2B\mu}{kh\Delta p} q_i \right] = \frac{1}{\ln(r_D) - \frac{1}{2}}. \quad [3.5.52]$$

Повторно запишем уравнение диффузии в безразмерной форме, т. е. уравнение 1.2.78:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D}.$$

Феткович показал, что аналитические решения приведенного выше уравнения диффузии для переходного течения и уравнения кривой падения добычи для псевдостационарного состояния можно объединить и представить в виде семейства безразмерных кривых на двойном логарифмическом графике. Чтобы вывести эту взаимосвязь между двумя режимами, Феткович выразил безразмерные переменные для кривой падения добычи q_D и t_D в терминах безразмерного дебита q_D и времени t_D для переходного режима. Объединив уравнения 3.5.47 и 3.5.52, получим:

$$q_{Dd} = \frac{q_i}{q_i} = \frac{\frac{q_i}{kh(p_i - p_i)}}{141,2B\mu [\ln(r_D) - \frac{1}{2}]},$$

или:

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]. \quad [3.5.53]$$

Феткович выразил безразмерное время для кривой падения добычи t_D через безразмерное время для нестационарного режима t_D :

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} [r_D^2 - 1] [\ln(r_D) - \frac{1}{2}]}. \quad [3.5.54]$$

Подставив в формулу 1.2.75 выражение для безразмерного времени t_D , получим:

$$t_{Dd} = \frac{1}{\frac{1}{2} [r_D^2 - 1] [\ln(r_D) - \frac{1}{2}]} \left[\frac{0,006328t}{\varphi(\mu c_i) r_{we}^2} \right]. \quad [3.5.55]$$

Хотя уравнения Арпса для экспоненциальных и гиперболических кривых были получены эмпирически на основе показателей разработки пластов, Фетковичу удалось вложить в коэффициенты Арпса физический смысл. Из уравнений 3.5.48 и 3.5.55 видно, что начальную скорость падения добычи D_i можно определить математически из следующего выражения:

$$D_i = \frac{1}{\frac{1}{2} [r_D^2 - 1] [\ln(r_D) - \frac{1}{2}]} \left[\frac{0,006328}{\varphi(\mu c_i) r_{we}^2} \right]. \quad [3.5.56]$$

Феткович пришел к своей унифицированной типовой кривой, показанной на рис. 3.55, решив уравнение диффузии в безразмерной форме путем задания постоянных граничных условий для нескольких принятых значений r_D и t_{Dd} и решения уравнения 3.5.46 как функции от t_{Dd} для нескольких значений b в диапазоне 0—1.

Обратите внимание, что все кривые на рис. 3.55 при $t_{Dd} = 0,3$ сливаются и становятся неразличимыми. Все данные, относящиеся к $t_{Dd} < 0,3$, убывают по экспоненциальному закону независимо от фактического значения b и, таким образом, представляют собой прямую линию на графике в полулогарифмических координатах.

Что касается начального дебита q_i , он представляет собой не просто производительность на ранней стадии разработки, а более конкретно — дебит на поверхности в псевдостационарном режиме. Он может оказаться значительно меньше фактического значения дебита на ранней стадии разработки в нестационарном режиме, возможном в скважинах, пробуренных в коллекторах с низкой проницаемостью и высокими отрицательными скин-факторами.

Ниже описаны основные шаги, используемые в процедуре подбора типовой кривой Фетковича, соответствующей полученным данным скорости падения добычи от времени.

Шаг 1. Построим по фактическим данным двойной логарифмический график дебита q_i от времени t в любых удобных единицах, но с тем же логарифмическим масштабом, что и на типовой кривой Фетковича.

Шаг 2. Наложим график фактических данных на типовую кривую и сместим его параллельно координатным осям так, чтобы фактические данные совпали с одной из типовых кривых, соответствующей определенному значению b .

Поскольку анализ типовой кривой падения основан на условиях доминирования псевдостационарной фильтрации, то подходящее значение b выбирается для последующей до-

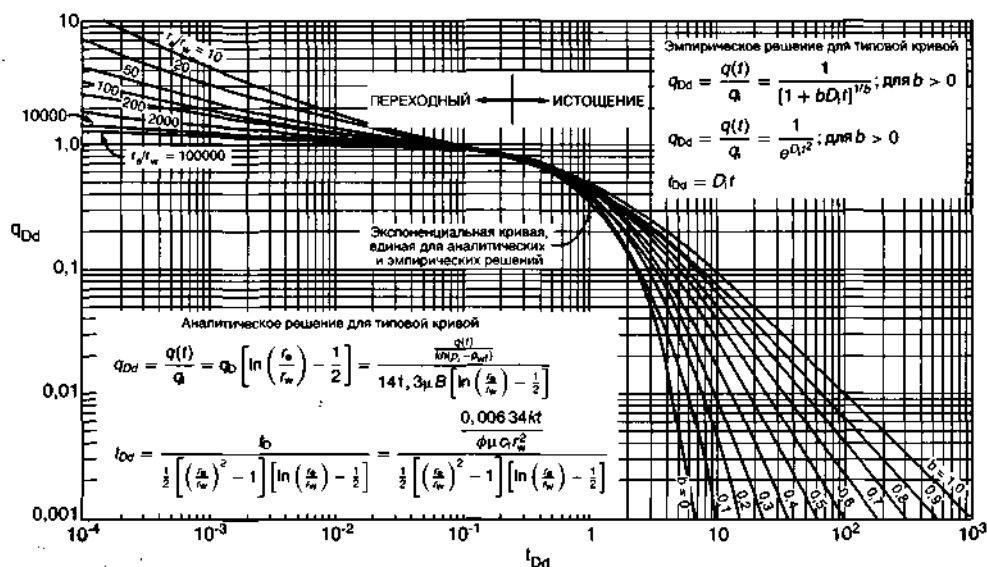


Рис. 3.55. Типовые кривые Фетковича (по: Fetkovich, 1980, JPT июнь 1980, © SPE 1980)

бычи только на основе данных для нестационарного режима. Кроме того, ввиду того, что кривые очень похожи по форме, очень трудно выбрать подходящую кривую на основе только данных для нестационарного периода. Если очевидно, что имеющиеся данные относятся к режиму доминирования псевдостационарной фильтрации и могут быть совмещены с одной из кривых с соответствующим значением b , фактическую кривую можно просто экстраполировать на последующее время с сохранением кривизны типовой кривой.

Шаг 3. Для выбранной в шаге 2 типовой кривой запишем значения безразмерного радиуса пласта и r_e/r_w и параметра b .

Шаг 4. Выберем удобную точку совмещения (МР) на кривой фактических данных (q_i и t)_{МР} и запишем соответствующие им значения (q_{Da} , t_{Da})_{МР} на типовой кривой.

Шаг 5. По дебиту в точке совмещения рассчитаем начальный дебит газа на поверхности q_i при $t=0$:

$$q_i = \left[\frac{q_i}{q_{Da}} \right]_{\text{МР}} \quad [3.5.57]$$

Шаг 6. По времени в точке совмещения рассчитаем начальную скорость падения добычи D_i :

$$D_i = \left[\frac{t_{Da}}{t} \right]_{\text{МР}} \quad [3.5.58]$$

Шаг 7. На основе значения r_e/r_w , полученного в шаге 3, и расчетного значения q_i рассчита-

ем проницаемость пласта k , применив уравнение на основе закона Дарси в одной из следующих трех форм:

- Форма псевдодавления:

$$k = \frac{1422[\ln(r_e/r_w) - 0.5]q_i}{h[m(p_i) - m(p_{wf})]} \quad [3.5.59]$$

- Форма квадратов давлений:

$$k = \frac{1422T(\mu_z Z)_{\text{avg}}[\ln(r_e/r_w) - 0.5]q_i}{h(p_i^2 - p_{wf}^2)} \quad [3.5.60]$$

- Форма аппроксимированных давлений:

$$k = \frac{141,2(10^3)T(\mu_z B_g)[\ln(r_e/r_w) - 0.5]q_i}{h(p_i - p_{wf})} \quad [3.5.61]$$

где:

- k — проницаемость, мД;
- p_i — начальное давление, пси (абс.);
- p_{wf} — забойное гидродинамическое давление, пси (абс.);
- $m(p)$ — псевдодавление, пси²/сП;
- q_i — начальный дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- T — температура, °R;
- h — толщина, фут;
- μ — вязкость газа, сП;
- Z — коэффициент сжимаемости газа;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³.

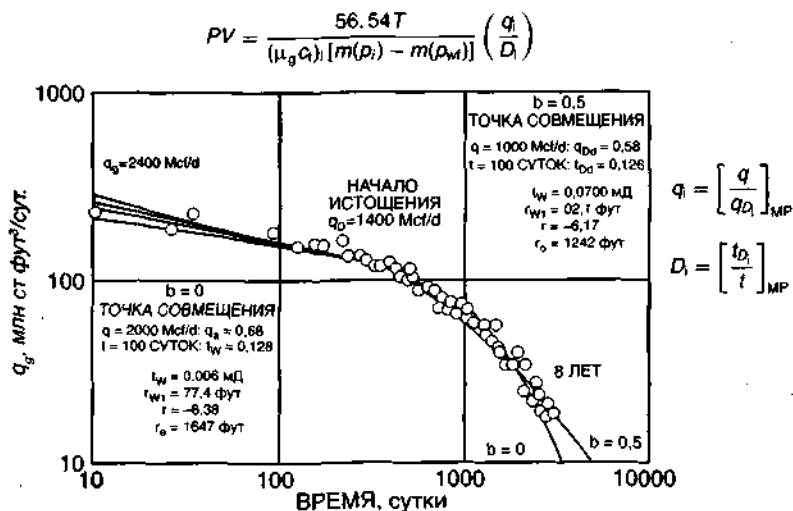


Рис. 3.56. Газовая скважина на месторождении в западной Виргинии. Подбор типовой кривой (© SPE 1987)

Шаг 8. Определим поровый объем (PV) области дренирования скважины на начальной стадии режима доминирования псевдостационарной фильтрации по следующей формуле:

$$PV = \frac{56.54T}{(\mu_g c_g) [m(p_i) - m(p_{wf})]} \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \quad [3.5.62]$$

или через квадраты давлений:

$$PV = \frac{28.27T(\mu_g Z)_{eff}}{(\mu_g c_g) [p_i^2 - p_{wf}^2]} \left(\frac{q_i}{D_i} \right) \quad [3.5.63]$$

при этом:

$$r_e = \sqrt{\frac{PV}{\pi h \phi}}; \quad [3.5.64]$$

$$A = \frac{\pi r_e^2}{43560}; \quad [3.5.65]$$

где:

- PV — поровый объем, фут³;
- ϕ — пористость, доли единицы;
- μ_g — вязкость газа, сП;
- c_g — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹;
- q_i — начальный дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- D_i — скорость падения добычи, 1/сут.;
- r_e — радиус дренирования скважины, фут;
- A — площадь дренирования, акр;

индексы:

- i — начальный;
- avg — средний.

Шаг 9. Рассчитаем скин-фактор на основе соответствующего параметра r_e/r_{wa} и значений A и r_e , рассчитанных в шаге 8:

$$s = \ln \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{MP} \left(\frac{r_{wa}}{r_e} \right) \right]. \quad [3.5.66]$$

Шаг 10. Рассчитаем начальные геологические запасы газа G:

$$G = \frac{(PV)(1 - S_w)}{5.615 B_g}. \quad [3.5.67]$$

Начальные геологические запасы газа можно также определить из следующего соотношения:

$$G = \frac{q_i}{D_i(1-b)}, \quad [3.5.68]$$

где:

- G — начальные геологические запасы газа, ст. фут³;
- S_w — начальная водонасыщенность;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при p_i , барр./ст. фут³;
- PV — поровый объем, фут³.

Характерной задачей при анализе кривой падения давления является получение данных дебит—время в количестве, достаточном для определения точного значения b по типовым кривым Фетковича. На рисунке видно, что

чем меньше продолжительность добычи, тем ближе друг к другу расположены кривые с разными значениями b и тем сложнее определение наиболее точного соответствия.

В некоторых случаях даже трехлетний период разработки залежи может оказаться недостаточным для методики типовой кривой. К сожалению, время откладывается на логарифмической шкале, поэтому сведения о добыче отображаются в сжатой форме и даже при появлении дополнительных данных дифференциация и четкая идентификация показателя степени кривой падения b может вызвать затруднения.

В следующем примере показано применение метода типовой кривой для определения запасов и других свойств залежи.

Пример 3.22. Скважина А находится в залежи с малой проницаемостью, расположенной в Западной Виргинии. Коллектор залежи представляет собой кремнистый сланец Онондага, подвергнутый гидроразрыву с использованием 50 000 галлонов 3% загущенной кислоты и 30 000 фунт [13,6 т] песка. Традиционный анализ по методу Хорнера данных исследования скважины с нарастанием давления показывает следующее:

$$\begin{aligned} p_i &= 3268 \text{ пси (абс.);} \\ m(p_i) &= 794,8 \times 10^6 \text{ пси}^2/\text{сП;} \\ k &= 0,082 \text{ мД; } s = -5,4. \end{aligned}$$

Феткович (Fetkovich) и соавт. (1987) предоставили следующие дополнительные данные по газовой скважине:

$$\begin{aligned} p_w &= 500 \text{ пси (абс.);} \\ m(p_w) &= 20,8 \times 10^6 \text{ пси}^2/\text{сП;} \\ \mu_g &= 0,0172 \text{ сП; } c_{ti} = 177 \times (10^{-6}) \text{ пси}^{-1}; \\ T &= 620^\circ\text{R; } h = 70 \text{ фут;} \\ \phi &= 0,06; B_g = 0,000853 \text{ барр./ст. фут}^3; \\ S_w &= 0,35; r_w = 0,35 \text{ фут.} \end{aligned}$$

Фактические значения дебит—время, полученные за восемь лет, были нанесены на график, который затем был совмещен с кривой для $r/r_{wa} = 20$ и $b = 0,5$, как показано на рис. 3.56, точки совмещения имели следующие координаты:

$$\begin{aligned} q_i &= 1000 \text{ тыс. ст. фут}^3/\text{сут.}; t = 100 \text{ суток;} \\ q_{Da} &= 0,58; t_{Da} = 0,126. \end{aligned}$$

Используя приведенный выше данные, требуется рассчитать:

- проницаемость k ;
- площадь области дренирования A ;
- скин-фактор s ;
- геологические запасы газа G .

Решение.

Шаг 1. Зная координаты точек совмещения, рассчитаем q_i и D_i по формулам 3.5.57 и 3.5.58, соответственно:

$$\begin{aligned} q_i &= \left[\frac{q_i}{q_{Da}} \right]_{MP} = \\ &= \frac{1000}{0,58} = 1724 \text{ млн ст. фут}^3/\text{сут.}, \end{aligned}$$

и:

$$\begin{aligned} D_i &= \left[\frac{t_{Da}}{t} \right]_{MP} = \\ &= \frac{0,126}{100} = 0,00126 \text{ сут.}^{-1} \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем проницаемость k по формуле 3.5.59:

$$\begin{aligned} k &= \frac{1442T[\ln(r/r_{wa}) - 0,5]q_i}{h[m(p_i) - m(p_w)]} = \\ &= \frac{1422(620)[\ln(20) - 0,5](1724,1)}{(70)(794,8 - 20,8)(10^6)} = 0,07 \text{ мД.} \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем поровый объем залежи в области дренирования скважины по формуле 3.5.62:

$$\begin{aligned} PV &= \frac{56,54T}{(\mu_g c_{ti})[m(p_i) - m(p_w)]} \left(\frac{q_i}{D_i} \right) = \\ &= \frac{56,54(620)}{(0,0172)(177)(10^{-6})[794,8 - 20,8](10^6)} \times \\ &\times \frac{1724,1}{0,00126} = 20,36 \times 10^6 \text{ фут}^3. \end{aligned}$$

Шаг 4. Рассчитаем радиус и площадь дренирования по формулам 3.5.64 и 3.5.65:

$$\begin{aligned} r_e &= \sqrt{\frac{PV}{\pi h \phi}} = \\ &= \sqrt{\frac{(20,36)10^6}{\pi(70)(0,06)}} = 1242 \text{ фут,} \end{aligned}$$

и:

$$\begin{aligned} A &= \frac{\pi r_e^2}{43560} = \\ &= \frac{\pi(1242)^2}{43560} = 111 \text{ акр.} \end{aligned}$$

Шаг 5. Определим скин-фактор по формуле 3.5.66:

$$s = \ln \left[\left(\frac{r_c}{r_{wf}} \right)_{MF} \left(\frac{r_w}{r_c} \right) \right] = \\ = \ln \left[(20) \left(\frac{0,35}{1242} \right) \right] = -5,18.$$

Шаг 6. Рассчитаем начальные геологические запасы газа по формуле 3.5.67:

$$G = \frac{(PV)(1 - S_w)}{5,615 B_g} = \\ = \frac{(20,36)(10^6)(1 - 0,35)}{(5,615)(0,000853)} = 2,763$$

Начальные запасы газа G можно также рассчитывать по формуле 3.5.68, тогда:

$$G = \frac{q_i}{D_i(1-b)} = \\ = \frac{1,7241(10^6)}{0,00126(1-0,5)} = 2,737$$

Пределы показателя b и анализ падения добычи в залежах, не имеющих взаимных перетоков

Большинство залежей состоит из нескольких слоев — пропластков, характеризующихся различными свойствами. Ввиду того, что залежи, не имеющие взаимных перетоков, по всей видимости, превалируют над другими типами, неоднородность залежей имеет огромное значение при долгосрочном прогнозировании и оценке запасов. В многопластовых залежах, связанных перетоками, смежные слои можно просто объединить в один эквивалентный слой, который описывается как однородный и характеризующийся усредненными по залежи свойствами. Как показано ниже в данном разделе, показатель b кривой падения давления для одиночного однородного пласта варьируется в диапазоне 0—0,5. Для многопластовых систем, не имеющих взаимных перетоков, показатель b кривой падения давления варьируется в диапазоне 0,5—1 и, следовательно, может использоваться для идентификации многопластовых структур. Такие разделенные слои могут иметь огромнейший потенциал для увеличения текущей добычи и извлекаемых запасов. Повторно рассмотрим уравнение притока газа, т. е. уравнение 3.1.20:

$$q_e = C(p_r^2 - p_{wf}^2)^n,$$

где:

n — показатель степени уравнения притока;
 C — коэффициент продуктивности;
 p_r — пластовое давление.

Феткович (Fetkovich) и соавт. (1996) предположили, что показатель кривой падения добы-

чи Арпса b и скорость падения добычи можно выразить через показатель степени n :

$$b = \frac{1}{2n} \left[(2n-1) - \left(\frac{p_{wf}}{p_i} \right)^2 \right]; \quad (3.5.69)$$

$$D_i = 2n \left(\frac{q_i}{G} \right); \quad (3.5.70)$$

где G — начальные геологические запасы газа.

Из уравнения 3.5.69 видно, что поскольку по мере истощения залежи пластовое давление p_i приближается к p_{wf} , все неэкспоненциальные кривые падения ($b \neq 0$) будут смещаться в направлении экспоненциальных кривых давления ($b=0$). Из формулы 3.5.69 также видно, что если скважина эксплуатируется при очень низком гидродинамическом забойном давлении ($p_{wf}=0$) или $p_{wf} \ll p_i$, формула сводится к следующему выражению:

$$b = 1 - \frac{1}{2n}. \quad (3.5.71)$$

Таким образом, показатель n для уравнения притока к газовой скважине можно использовать для расчета или оценки b и D_i . Формула 3.5.70 ограничивает физические пределы показателя b диапазоном 0—0,5, который не совпадает с принятым теоретическим диапазоном показателя n для однопластовых однородных систем (0,5—1,0), см. ниже.

n	b
(высокое значение n) 0,50	0,0
0,56	0,1
0,62	0,2
0,71	0,3
0,83	0,4
(низкое значение n) 1,00	0,5

Однако получить показатель степени для гармонической кривой падения, $b=1$, из показателя уравнения притока нельзя. Значение $b=0,4$ следует считать характерным предельным значением для газовых скважин при невозможности четкого разграничения на основе фактических показателей добычи газа.

Ниже в таблице приведены значения b , которые можно прогнозировать для однопластовых однородных или многопластовых залежей, связанных перетоками.

Значение показателя b кривой падения добычи заключается в том, что для однопластовой залежи его значение лежит в диапазоне 0—0,5. Однако для многопластовых систем, не имеющих взаимных перетоков, значение b варьи-

<i>b</i>	Характеристика и идентификация залежи
0,0	Газовые скважины, заглушенные жидкостью Скважины с высоким противодавлением Высокое давление газа Низкое давление газа, показатель кривой противодавления $n = 0,5$ Скважины с низкими показателями заводнения (нефтяные скважины) Гравитационный режим пласта без растворенного газа (нефтяные скважины) Режим растворенного газа с неблагоприятным отношением k_g/k_o (нефтяные скважины)
0,3	Типичное значение для пластов с режимом растворенного газа
0,4—0,5	Типичное значение для газовых скважин, $b=0$, для $p_{wf}=0$; $b=0$, для $p_{wf}=0,1p_i$
0,5	Гравитационный режим с растворенным газом и для нефтяных пластов с водонапорным режимом
Определить не удастся	Период добычи с постоянным или увеличивающимся дебитом Эксплуатация осуществляется только в нестационарном режиме или в режиме течения в бесконечном пласте
$0,5 < b < 0,9$	Многопластовая или сложная залежь

руется в диапазоне 0,5—1. Как отмечалось Фетковичем и соавт. (1996), чем ближе величина b к пределу 1,0, тем больше неизвлеченных запасов остается в залежи с низкой проницаемостью и тем выше возможности для увеличения добычи и извлекаемых запасов путем обработки такой залежи. Это позволяет предположить, что анализ кривой падения добычи можно использовать для распознавания и идентификации многопластовых систем, не имеющих взаимных перетоков, на основе всего лишь легко доступных фактических показателей разработки. Также существует возможность выявления пластов, дренирование в которых затруднено по сравнению с другими пластами, т. е. выявление неравномерного дифференцированного истощения. Интенсификация притока на таких менее продуктивных пластах может привести к увеличению добычи и извлекаемых запасов. На рис. 3.57 представлены стандартные кривые падения добычи Арпса, приведенные Фетковичем и соавт. (1996).

Показаны одиннадцать кривых, каждая из которых характеризуется одним из значений b

в диапазоне 0—1 с шагом 0,1. Каждое значение имеет определенный физический смысл, который необходимо понимать для правильного выполнения анализа кривых падения. Если значение b , полученное в результате анализа кривой падения, превышает 0,5 (многопластовые залежи, не имеющие взаимных перетоков), простые прогнозы на основе только значений точек совмещения будут недостаточно точными. Это обусловлено тем, что точка совмещения наилучшим образом соответствует поверхностным показателям разработки пласта, которые включают в себя добычу из всех слоев. Одна и та же составная кривая может отражать множество комбинаций показателей отдельных слоев, и, следовательно, прогноз на ее основе может оказаться неверным.

Чтобы продемонстрировать влияние многопластовых залежей, не имеющих взаимных перетоков, на показатель b , Феткович и соавт. (1996) оценили кривую падения добычи для продуктивной газовой залежи, состоящей из двух не сообщающихся между собой пластов. Добыча на месторождении осуществляется из 10 скважин, геологические запасы газа оцениваются в 1,5 млрд ст. фут³, а начальное пластовое давление составляло 428 пси [2,9 МПа]. Общая толщина залежи равна 350 фут [107 м], на месторождении хорошо идентифицируется сланцевый барьер, разделяющий два слоя. Данные кернового анализа свидетельствуют о бимодальном распределении с проницаемостью от 10:1 до 20:1.

Анализ типовой кривой и регрессионный анализ общей составной кривой по месторождению $\log(q)$ от $\log(t)$ дали значение $b=0,89$, что идентично всем значениям, полученным при анализе отдельных скважин. Для выполнения количественного анализа и раннего распознавания многопластовых залежей, не имеющих взаимных перетоков, Феткович (1980) преобразовал уравнение дебит—время для газовой скважины в зависимости от показателя n уравнения притока при константе p_{wf} равной нулю. При выводе гиперболическое уравнение Арпса было объединено с уравнением материального баланса (т. е. p/Z от G_p) и уравнением притока:

Для $0,5 < n < 1$, $0 < b < 0,5$:

$$q_i = \frac{q_1}{\left[1 + (2n-1)\left(\frac{q_1}{G}\right)t\right]^{\frac{1}{2n-1}}}; \quad [3.5.72]$$

$$G_{p(t)} = G \left\{ 1 - \left[1 + (2n-1)\left(\frac{q_1}{G}\right)t \right]^{\frac{1}{2n-1}} \right\}. \quad [3.5.73]$$

Для $n=0,5$, $b=0$:

$$q_i = q_1 \exp \left[- \left(\frac{q_1}{G} \right) t \right]; \quad [3.5.74]$$

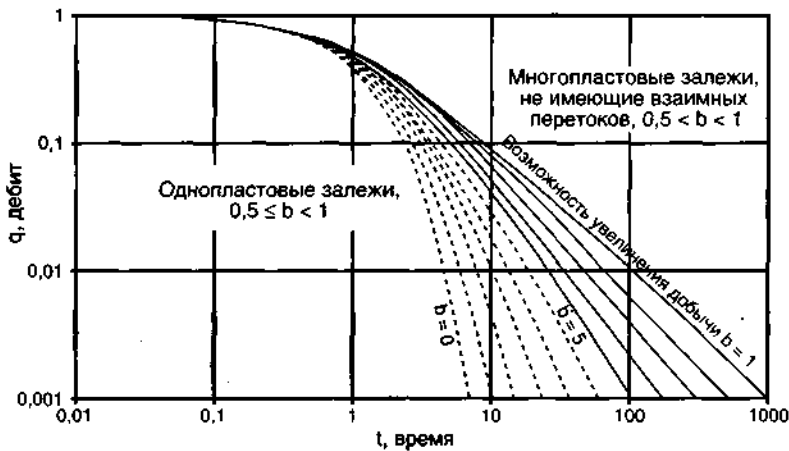


Рис. 3.57. Кривые падения дебита (по: Fetkovich, 1997, © SPE 1997)

$$G_{p(t)} = G \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{q_i}{G} \right) t \right] \right\}. \quad [3.5.75]$$

Для $n=1$, $b=0,5$:

$$q_i = \frac{q_i}{\left[1 + \left(\frac{q_i}{G} \right) t \right]^2}; \quad [3.5.76]$$

$$G_{p(t)} = G - \frac{G}{1 + \left(\frac{q_i}{G} \right) t}. \quad [3.5.77]$$

Приведенные выше соотношения основаны на допущении $p_{wf}=0$, что подразумевает $q_i=q_{max}$:

$$q_i = q_{max} = \frac{k h p_i^2}{1422 T (\mu_g Z)_{avg} [\ln(r_e / r_w) - 0,75 + s]}, \quad [3.5.78]$$

где:

- $q_{i,max}$ — стабилизированный максимально возможный дебит скважины, т. е. при $P_{wf}=0$, тыс. ст. фут³/сут.;
- G — начальные геологические запасы газа, тыс. ст. фут³;
- q_i — дебит газа в момент времени t , тыс. ст. фут³/сут.;
- t — время;
- $G_{p(t)}$ — суммарная добыча газа в момент времени t , тыс. ст. фут³.

Для скважины, осуществляющей добычу из двух слоев при постоянном значении p_{wf} , общий дебит $(q_i)_{total}$ является, по сути, суммой дебитов из обоих слоев, или:

$$(q_i)_{total} = (q_i)_1 + (q_i)_2,$$

где индексы 1 и 2 относятся к слоям с большей

и меньшей проницаемостью, соответственно. Для показателя гиперболической кривой $b=0,5$ выражение 3.5.76 можно подставить в приведенное выше соотношение:

$$\frac{(q_{max})_{total}}{[1 + t(q_{max}/G)_{total}]^2} = \frac{(q_{max})_1}{[1 + t(q_{max}/G)_1]^2} + \frac{(q_{max})_2}{[1 + t(q_{max}/G)_2]^2}. \quad [3.5.79]$$

Из формулы 3.5.79 видно, что только в случае $(q_{max}/G)_1 = (q_{max}/G)_2$ при значении $b=0,5$ для каждого слоя величина b для составной кривой дебит—время будет также равна 0,5.

Маттар и Андерсон (Mattar и Anderson, 2003) представили превосходный обзор существующих традиционных и улучшенных методик анализа показателей разработки залежи с помощью типовых кривых. Как правило, для современных методов анализа типовых кривых применяются гидродинамические данные и показатели разработки залежи, а расчет геологических запасов углеводородов осуществляется на основе аналитических решений.

Современные методы анализа кривых падения добычи превосходят традиционные методы благодаря двум следующим отличиям:

- 1) **Нормализация дебитов с использованием данных падения давления.** Построение графика нормализованного дебита (q/Ap) при анализе работы залежи позволяет учесть влияние изменения давления.
- 2) **Контроль изменения сжимаемости газа с давлением.** Использование псевдовремени (учитывает сжимаемость газа) вместо реального времени позволяет строго контролировать уравнение материального баланса по мере снижения пластового давления со временем.

Типовая кривая Картера (Carter)

Феткович изначально строил свои типовые кривые для газовых и нефтяных скважин, которые эксплуатируются со свойствами, независимыми от давления. Картер (Carter, 1985) представил новое семейство типовых кривых, построенных исключительно для анализа данных дебита газа. Картер отметил, что изменения свойств флюида при изменении давления значительно влияют на прогнозируемые технологические характеристики залежи. Наибольшее значение имеет изменение произведения вязкости газа на его сжимаемость $\mu_g c_g$, которое не было учтено Фетковичем. Картер также построил семейство кривых падения добычи, учитывающих граничные условия на контуре и использующих новый поправочный коэффициент λ , который отражает изменения $\mu_g c_g$ по мере истощения. Параметр λ получил название «безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий падение давления», и отражает влияние падения давления на $\mu_g c_g$:

$$\lambda = \frac{(\mu_g c_g)_i}{(\mu_g c_g)_{\text{avg}}}, \quad [3.5.80]$$

или в эквивалентной форме:

$$\lambda = \frac{(\mu_g c_g)_i}{2} \left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{\frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_{wf}}{Z_{wf}}} \right], \quad [3.5.81]$$

где:

- c_g — коэффициент сжимаемости газа, пси^{-1} ;
- $m(p)$ — псевдодавление реального газа, $\text{пси}^2/\text{сП}$;
- p_{wf} — гидродинамическое забойное давление, пси ;
- p_i — начальное давление, пси ;
- μ_g — вязкость газа, сП ;
- Z — коэффициент сжимаемости газа.

Значение $\lambda = 1$ указывает на незначительное влияние падения давления и соответствует $b = 0$ на экспоненциальной кривой падения добычи Фетковича. Значения λ могут варьироваться в диапазоне 0,55—1,0. Типовые кривые, построенные Картером, основаны на специально определенных безразмерных параметрах:

- 1) безразмерное время t_D ;
- 2) безразмерный дебит q_D ;
- 3) безразмерный геометрический параметр (η), характеризующий безразмерный радиус r_D и геометрию потока;
- 4) безразмерный поправочный коэффициент λ , учитывающий падение давления.

Картер построил типовые кривые, показанные на рис. 3.58, с использованием конечно-

разностной модели с радиальным течением газа.

Ниже описаны шаги подбора типовой кривой.

Шаг 1. По формуле 3.5.80 или 3.5.81 рассчитаем параметр λ :

$$\lambda = \frac{(\mu_g c_g)_i}{(\mu_g c_g)_{\text{avg}}},$$

или:

$$\lambda = \frac{(\mu_g c_g)_i}{2} \left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{\frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_{wf}}{Z_{wf}}} \right].$$

Шаг 2. Построим график дебита газа q в тыс. ст. фут³/сут. или млн ст. фут³/сут. как функцию от времени (t) в сутках в тех же двойных логарифмических координатах, что и типовые кривые. Если фактические значения дебита неверны или неустойчивы, возможно, оптимальным выходом будет использование усредненных значений дебита, определенных по угловому коэффициенту прямых линий, проведенных через соседние точки, расположенные с постоянными интервалами на графике суммарной добычи G от времени, т. е. по угловому коэффициенту $dG_p/dt = q$. Результирующий график q от t должен быть построен на кальке или прозрачной пленке так, чтобы его можно было наложить на типовые кривые при совмещении.

Шаг 3. Совместим полученные данные с типовой кривой, соответствующей значениям λ , рассчитанным в шаге 1. Если расчетные значения λ отличаются от значений, показанных на типовых кривых, требуемую кривую можно получить интерполяцией и графическим построением.

Шаг 4. Запишем значения $(q_D)_{\text{MP}}$ и $(t_D)_{\text{MP}}$, соответствующие конкретным значениям q и t на t_{MP} . Также по результатам совмещения можно определить безразмерный геометрический параметр η . Следует особо подчеркнуть, что совмещение следует выполнять, в первую очередь, по точкам, полученным на более поздней стадии исследования (псевдостационарная фильтрация), поскольку точки, полученные на ранней стадии (нестационарная фильтрация) зачастую совместить просто невозможно.

Шаг 5. Оценим количество газа, который может быть извлечено в результате снижения среднего пластового давления от начального значения до p_{wf} , по следующему выражению:

$$\Delta G = G_i - G_{p_{wf}} = \frac{(q_D)_{\text{MP}} \eta}{(q_D t_D)_{\text{MP}} \lambda}. \quad [3.5.82]$$

Шаг 6. Рассчитаем начальные геологические запасы газа G_i по формуле:

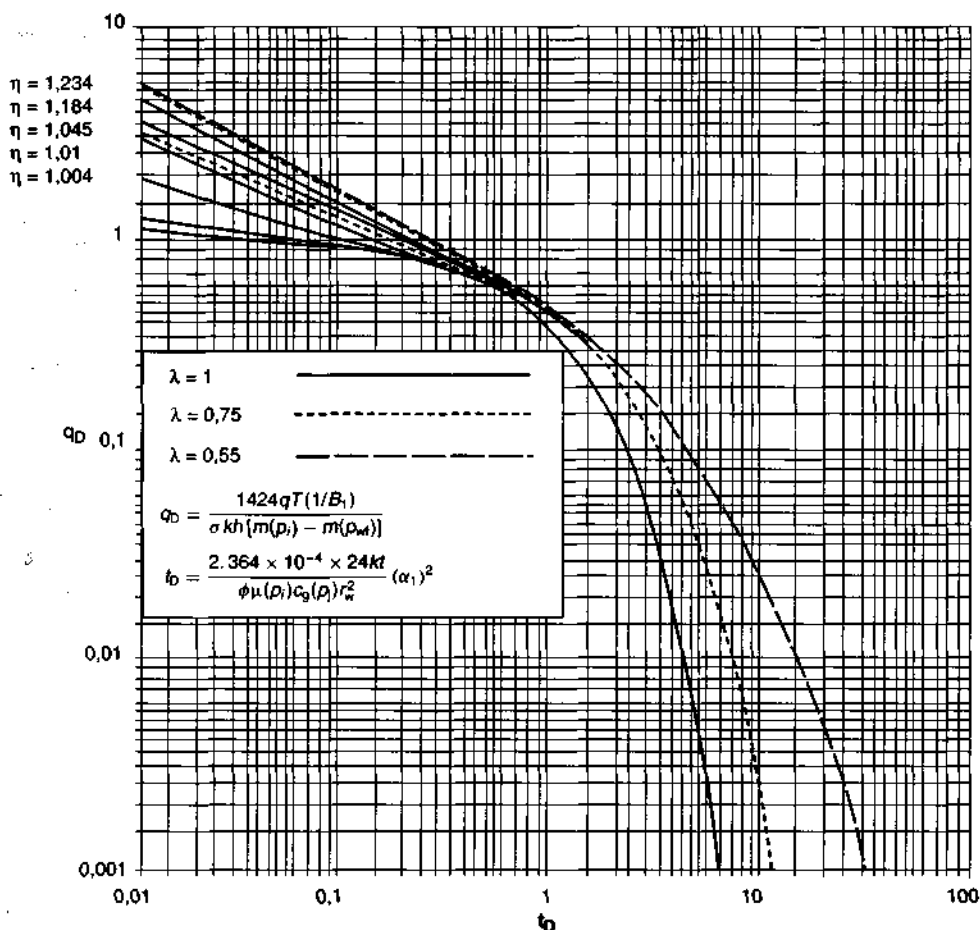


Рис. 3.58. Типовые кривые для газовой залежи при плоскорадиальной фильтрации
(по: Carter, SPEJ 1985, © SPE 1985)

гидродинамическими давлениями в «эквивалентные показатели фильтрации жидкости с постоянным расходом». Это позволяет моделировать течение газа на основе решений для фильтрации жидкости. Такой подход был обусловлен широким использованием решений задач фильтрации жидкости с постоянным расходом в рамках традиционных методик анализа данных испытаний скважин. Новое решение задачи для газового потока основано на использовании временной функции, аналогично применяемому в уравнении материального баланса, и алгоритме, которые позволяют:

- использовать кривые падения добычи, построенные специально для жидкостей;
- моделировать реальные условия добычи с переменным дебитом и изменяемым падением давления;

- вычислять геологические запасы газа в явном виде.

В псевдостационарных условиях уравнение 1.2.123 из главы 1 описывает радиальное течение слабосжимаемых жидкостей следующим образом:

$$p_{wf} = \left[p_i - \frac{0.23396 Q B \mu}{A h \phi c_i} \right] - \frac{162,6 Q B \mu}{k h} \log \left[\frac{4 A}{1,781 C_A r_w^2} \right],$$

где:

- k — проницаемость, мД;
- A — площадь области дренирования, фут²;
- C_A — коэффициент формы;
- Q_A — дебит, ст. барр./сут.;
- t — время, часы;
- c_i — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹.

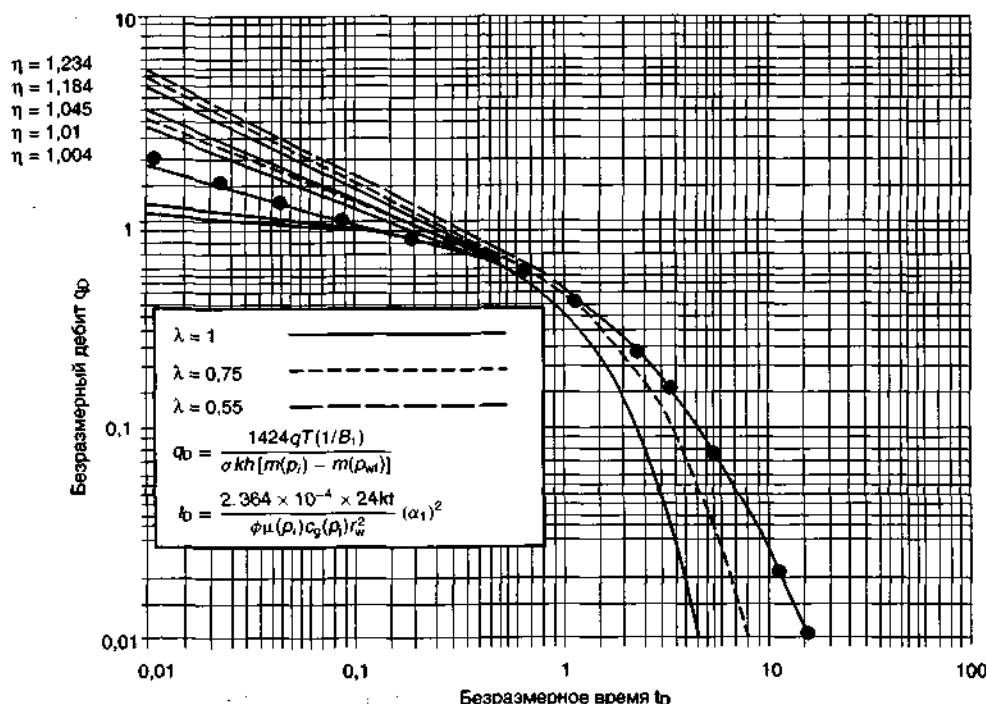


Рис. 3.59. Типовые кривые Картера по примеру 3.23

Выразив время t в сутках и выполнив преобразование из «простого» логарифма ($\log$) в натуральный ($\ln$), можно записать приведенное выше соотношение в следующем виде:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = \frac{\Delta p}{q} = 70,6 \frac{B \mu}{k h} \ln \left[\frac{4 A}{1,781 C_A r_{wa}^2} \right] + \left[\frac{5,615 B}{A h \phi C_i} \right] t, \quad [3.5.85]$$

или в более удобной форме:

$$\frac{\Delta p}{q} = b_{pss} + m t. \quad [3.5.86]$$

Это выражение предполагает, что в псевдостационарных условиях течения график $\Delta p/q$ от t в декартовых координатах представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат в точке b_{pss} и угловым коэффициентом m :

Точка пересечения с осью ординат $b_{pss} =$

$$= 70,6 \frac{B}{k h} \ln \left[\frac{4 A}{1,781 C_A r_{wa}^2} \right]; \quad [3.5.87]$$

$$\text{Угловой коэффициент } m = \frac{5,615 B}{A h \phi C_i}, \quad [3.5.88]$$

где:

- b_{pss} — константа в уравнении псевдостационарного состояния (pss);
- t — время, сутки;
- k — проницаемость, мД;
- A — площадь области дренирования, фут²;
- q — дебит, ст. барр./сут.;
- B — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;
- C_A — коэффициент формы;
- C_i — общий коэффициент сжимаемости, пси⁻¹;
- r_{wa} — кажущийся (эффективный) радиус ствола скважины, фут.

Для псевдостационарного течения газа уравнение, аналогичное выражению 3.5.85, можно записать следующим образом:

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q} = \frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{711 T}{k h} \left(\ln \frac{4 A}{1,781 C_A r_{wa}^2} \right) + \left[\frac{56,54 T}{\phi (\mu_g c_g) A h} \right] t. \quad [3.5.89]$$

Или в виде линейного уравнения:

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = b_{\text{pas}} + m t. \quad [3.5.90]$$

Как и для фильтрации жидкости, из уравнения 3.5.90 видно, что график $\Delta m(p)/q$ от t представляет собой прямую линию с:

Точка пересечения с осью ординат $b_{\text{pas}} =$

$$= \frac{711T}{kh} \left(\ln \frac{4A}{1.781C_{\text{га}} r_{\text{ва}}^2} \right);$$

$$\text{Угловой коэффициент } m = \frac{56,54T}{(\mu_e c_g)(\phi h A)} = \frac{56,54T}{(\mu_e c_g)(PV)}; \quad \bar{m}(p) = \frac{\mu_e Z_i}{P_i} \int_0^p \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp$$

где:

- q — дебит, тыс. ст. фут³/сут.;
- A — площадь области дренирования, фут²;
- T — температура, °R;
- t — время добегания возмущения до границы, сут.

В формуле для преобразования показателей эксплуатации газовой скважины в «эквивалентные показатели потока жидкости с постоянным расходом» используется новая временная функция, получившая название «псевдоэквивалентное время» или «псевдоэквивалентное время, нормализованное по материальному балансу»:

$$t_s = \frac{(\mu_e c_g)}{q_i} \int_0^t \left[\frac{q_i}{\bar{\mu}_e \bar{c}_g} \right] dt = \frac{(\mu_e c_g)}{q_i} \frac{Z_i G}{2P_i} [m(\bar{p}_i) - \bar{m}(p)], \quad [3.5.91]$$

где:

- t_s — псевдоэквивалентное время (псевдоэквивалентное время, нормализованное по материальному балансу);
- t — время, сут.;
- G — начальные геологические запасы газа, тыс. ст. фут³;
- q_i — дебит газа в момент времени t , тыс. ст. фут³/сут.;
- $\bar{p}$ — среднее давление, пси;
- $\bar{\mu}_e$ — вязкость газа при давлении $\bar{p}$, сП;
- $\bar{c}_g$ — коэффициент сжимаемости газа при давлении $\bar{p}$, пси⁻¹;
- $\bar{m}(p)$ — нормализованное псевдодавление газа, пси²/сП.

При выводе выражения для анализа кривых снижения добычи при изменяемом дебите и давлении авторы использовали следующие уравнения:

- уравнение материального баланса;
- уравнение псевдостационарной фильтрации;
- временная функция, нормализованная по материальному балансу t_s .

В результате было получено следующее соотношение:

$$\left[\frac{q_i}{m(p_i) - m(p_{\text{ст}})} \right] b_{\text{pas}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{m}{b_{\text{pas}}} \right) t_s}, \quad [3.5.92]$$

где $\bar{m}(p)$ — нормализованное псевдодавление, определяемое по формуле:

$$\bar{m}(p_i) = \frac{\mu_e Z_i}{P_i} \int_0^{p_i} \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp, \quad [3.5.93]$$

$$\bar{m}(p) = \frac{\mu_e Z_i}{P_i} \int_0^p \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp, \quad [3.5.94]$$

и

$$m = \frac{1}{G c_{\text{га}}}, \quad [3.5.95]$$

$$b_{\text{pas}} = \frac{70,6 \mu_e B_{\text{га}}}{k_f h} \left[\ln \left(\frac{4A}{1.781 C_{\text{га}} r_{\text{ва}}^2} \right) \right], \quad [3.5.96]$$

где:

- G — начальные геологические запасы газа, тыс. ст. фут³;
- $c_{\text{га}}$ — коэффициент сжимаемости газа при давлении p_i , пси⁻¹;
- $c_{\text{га}}$ — общий коэффициент сжимаемости при давлении p_i , пси⁻¹;
- q_i — дебит газа, тыс. ст. фут³/сут.;
- k_f — эффективная проницаемость по газу, мД;
- $\bar{m}(p)$ — нормализованное псевдодавление, пси (абс.);
- p_i — начальное давление;
- $r_{\text{ва}}$ — кажущийся (эффективный) радиус ствола скважины, фут;
- $B_{\text{га}}$ — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при давлении p_i , барр./тыс. ст. фут³.

Обратите внимание, что уравнение 3.5.92, по сути, представлено в той же безразмерной форме, что и уравнение Фетковича, т. е. уравнение 3.5.148, или:

$$q_{\text{ст}} = \frac{1}{1 + (t_s)_{\text{ст}}} \quad [3.5.97]$$

с:

$$q_{\text{ст}} = \left[\frac{q_i}{m(p_i) - m(p_{\text{ст}})} \right] b_{\text{pas}}, \quad [3.5.98]$$

$$(t_s)_{\text{ст}} = \left(\frac{m}{b_{\text{pas}}} \right) t_s. \quad [3.5.99]$$

Необходимо отметить, что выражение для $q_{\text{ст}}$ теперь представлено в зависимости от нор-

мализованного псевдодавления, а модифицированная безразмерная временная функция падения добычи $(t_p)_D$ теперь выражена не через реальное время, а через псевдовремя материального баланса. Также обратите внимание, что выражение 3.5.98 соответствует гармонической кривой падения дебита и совпадает с типовой кривой Фетковича с гиперболическим показателем $b=1$.

Однако при применении формулы 3.5.91 для расчетов возникает ряд проблем, поскольку для этого требуется значение G или среднее давление $\bar{p}$, которое является функцией G . Расчет осуществляется методом итерации и требует преобразования формулы 3.5.92 в следующую знакомую нам форму линейного соотношения:

$$\frac{\bar{m}(p_i) - \bar{m}(p)}{q_g} = b_{\text{рас}} + m t_p. \quad [3.5.100]$$

Процесс итерации для определения G и $\bar{p}$ описывается следующими шагами:

Шаг 1. На основе известных свойств газа построим таблицу $Z, \mu, p/Z, (p/Z\mu)$ от p для газовой залежи:

Время	p	Z	μ	p/Z	$p/(Z\mu)$
0	p_i	Z_i	μ_i	p_i/Z_i	$p_i/(Z_i\mu_i)$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.

Шаг 2. Построим график $(p/Z\mu)$ от p в декартовых координатах и численно определим площадь под кривой для нескольких значений p . Умножим каждое значение площади на $(Z_i\mu_i/p_i)$, чтобы получить нормализованное псевдодавление:

$$\bar{m}(p) = \frac{\mu_i Z_i}{p_i} \int_0^p \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp$$

Необходимые вычисления в данном шаге можно выполнить в следующей табличной форме:

p	Область $= \int_0^p \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp$	$\bar{m}(p) = (\text{область}) \frac{\mu_i Z_i}{p_i}$
0	0	0
.	.	.
p_i	.	.

Шаг 3. Построим графики $\bar{m}(p)$ и p/Z от p в декартовых координатах.

Шаг 4. Присвоим какое-либо значение начальным геологическим запасам газа G .

Шаг 5. Для каждой точки показателей добычи с координатами G_p и t рассчитаем $\bar{p}/Z$ по уравнению материального баланса газа, т. е. уравнению 3.3.11:

$$\frac{\bar{p}}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right)$$

Шаг 6. Используя графики, построенные в шаге 3, по графику p от p/Z для каждого значения отношения $\bar{p}/Z$ определим величины, соответствующие среднему пластовому давлению p . Также определим величины $\bar{m}(\bar{p})$ для каждого значения среднего пластового давления $\bar{p}$.

Шаг 7. Для каждой точки показателей добычи рассчитаем t_p по формуле 3.5.91:

$$t_p = \frac{(\mu_e c_g)_i}{q_g} \frac{Z_i G}{2 p_i} [\bar{m}(p_i) - \bar{m}(\bar{p})]$$

Вычисление t_p удобно выполнять в следующей табличной форме:

t	q_g	G_p	$\bar{p}$	$\bar{m}(\bar{p})$	$t_p = \frac{(\mu_e c_g)_i}{q_g} \frac{Z_i G}{2 p_i} [\bar{m}(p_i) - \bar{m}(\bar{p})]$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.

Шаг 8. На основе линейного соотношения, определяемого формулой 3.5.100, построим график $[\bar{m}(p_i) - \bar{m}(\bar{p})]/q_g$ от t_p в декартовых координатах и определим угловой коэффициент m .

Шаг 9. Снова рассчитаем начальные геологические запасы газа G по формуле 3.5.95, используя значение углового коэффициента m , полученное в шаге 8:

$$G = \frac{1}{c_g m}$$

Шаг 10. Используем новое значение G , полученное в шаге 9, для следующего итерационного цикла, т. е. вернемся к шагу 4 и повторим процедуру, и т. д. до достижения требуемой сходимости для G .

Паладио и Блэсингейм (Palacio и Blasingame) модифицировали типовые кривые Фетковича-Картера, как показано на рис. 3.60, что позволило получить решения для дебита при течении газа с постоянным расходом и с постоянным давлением, аналогично традиционным семействам кривых Арпса. Чтобы добиться более точного совпадения с типовыми кривыми падения добычи, построенными на основе только значений дебита, при построении графиков авторы использовали следующие две дополнительные функции:

Интегральная функция $(q_{\text{ид}})_i$:

$$(q_{\text{Дд}})_i = \frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_s}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right) dt_s. \quad [3.5.101]$$

Производная интегральной функции $(q_{\text{Дд}})_{\text{ид}}$:

$$(q_{\text{Дд}})_{\text{ид}} = \left(\frac{-1}{t_s} \right) \frac{d}{dt_s} \left[\frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_s}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right) dt_s \right]. \quad [3.5.102]$$

Обе функции можно легко получить методами простого численного интегрирования и дифференцирования.

Предложенные методики анализа данных добычи газа включают следующие основные шаги:

Шаг 1. Как показано выше, рассчитаем начальные геологические запасы газа G .

Шаг 2. Составим следующую таблицу.

t	q_s	t_s	p_{wf}	$\bar{m}(p_{wf})$	$\frac{q_s}{[\bar{m}(p_i) - \bar{m}(p_{wf})]}$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.

Построим график $q_s / [\bar{m}(p_i) - \bar{m}(p)]$ от t_s в декартовых координатах.

Шаг 3. На основе показателей добычи для скважины, сведенных в таблицу и нанесенных на график в шаге 2, рассчитаем две дополнительные функции для построения графиков от t_s по формулам 3.5.101 и 3.5.102:

$$(q_{\text{Дд}})_i = \frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_s}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right) dt_s,$$

$$(q_{\text{Дд}})_{\text{ид}} = \left(\frac{-1}{t_s} \right) \frac{d}{dt_s} \left[\frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_s}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right) dt_s \right].$$

Шаг 4. Построим графики обеих функций $(q_{\text{Дд}})_i$ и $(q_{\text{Дд}})_{\text{ид}}$ от t_s на кальке так, чтобы их можно было совместить с типовыми кривыми, представленными на рис. 3.60.

Шаг 5. Выберем точку совмещения МР и определим соответствующее значение безразмерного радиуса $r_{\text{ед}}$ для подтверждения окончательного значения G и расчета прочих характеристик:

$$G = \frac{1}{c_u} \left[\frac{t_s}{t_{\text{Дд}}} \right]_{\text{МР}} \left[\frac{(q_{\text{Дд}})_i}{q_{\text{Дд}}} \right]_{\text{МР}}; \quad [3.5.103]$$

$$A = \frac{5.615 G B_{\text{г}}}{h \phi (1 - S_{\text{wi}})};$$

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}};$$

$$r_{\text{на}} = \frac{r_e}{r_{\text{ед}}};$$

$$s = -\ln \left(\frac{r_{\text{на}}}{r_w} \right);$$

$$k = \frac{141.2 B_{\text{г}} \mu_{\text{г}}}{h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \left[\frac{(q_{\text{Дд}})_i}{q_{\text{Дд}}} \right]_{\text{МР}}. \quad [3.5.104]$$

где:

G — геологические запасы газа, тыс. ст. фут³;

$B_{\text{г}}$ — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при давлении p_i , барр./тыс. ст. фут³;

A — площадь дренирования, фут²;

s — скин-фактор;

$r_{\text{ед}}$ — безразмерный радиус дренирования;

S_{wi} — насыщенность связанной водой.

Для иллюстрации применения типовых кривых предложенного типа авторы использовали данные для газовой скважины «А», расположенной на месторождении в Западной Виргинии, приведенные Фетковичем и представленные в примере 3.22. Результат совмещения данных из примера 3.22 с типовыми кривыми Паладио и Блессингейма показан на рис. 3.61.

Динамическое уравнение материального баланса

Для оценки начальных геологических запасов газа (OGIP) можно использовать новый метод, получивший название динамического уравнения материального баланса. В этом методе, впервые примененном Маттаром и Андерсоном (Mattar and Anderson, 2003), для построения простого ливейного графика, путем экстраполяции которого можно определить геологические запасы флюида, используются понятия нормализованного дебита и псевдовремени материального баланса.

В этом методе применение имеющихся показателей добычи аналогично методу Паладио и Блессингейма. Авторы показали, что в газовой залежи, разрабатываемой без поддержания пластового давления, псевдостационарное течение можно описать следующим выражением:

$$\frac{q}{m(p_i) - m(p_{wf})} = \frac{q}{\Delta m(p)} = \left(\frac{-1}{G b_{\text{гм}}} \right) Q_N + \frac{1}{b_{\text{гсс}}},$$

где Q_N — нормализованная суммарная добыча, определяемая по формуле:

$$Q_N = \frac{2 q_{\text{г}} p_i t_s}{(c_{\text{г}} \mu_{\text{г}} Z_{\text{г}}) \Delta m(p)},$$

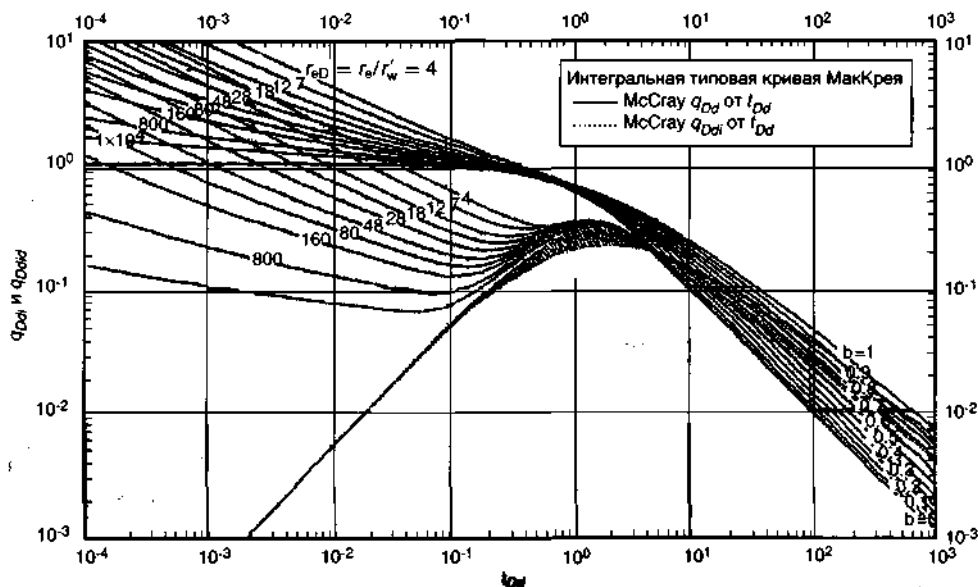


Рис. 3.60. Типовые кривые Паладио и Блесингеяма

а t_a — нормализованное псевдовремя материального баланса по методу Паладио и Блесингеяма:

$$t_a = \frac{(\mu_e c_e)_i}{q_i} \frac{Z_i G}{2P_i} [\bar{m}(P_i) - \bar{m}(\bar{P})].$$

Авторы ввели $b_{\text{пас}}$, индекс обратной продуктивности, который выражается в пси²/сП-млн ст. фут³:

$$b_{\text{пас}} = \frac{1,417 \times 10^6 T}{kh} \left[\ln(r_e/r_{wa}) - \frac{3}{4} \right],$$

где:

- P_i — начальное давление, пси;
- G — начальные геологические запасы газа;
- r_e — радиус дренирования, фут;
- r_{wa} — приведенный радиус ствола скважины, фут.

Таким образом, приведенное выше выражение позволяет предположить, что график $q/\Delta m(p)$ от $2qr_i t_a / (c_e \mu_e Z_i \Delta m(p))$ в декартовых координатах представляет собой прямую линию со следующими характеристиками:

- точка пересечения с осью x позволяет определить геологические запасы газа G ;
- точка пересечения с осью y позволяет определить $b_{\text{пас}}$;
- коэффициент наклона позволяет определить $(-1/Gb_{\text{пас}})$.

Ниже перечислены шаги, необходимые для вычисления G .

Шаг 1. На основе известных свойств газа построим таблицу значений Z , μ , p/Z , $(p/Z\mu)$ от p для газовой залежи.

Шаг 2. Построим график $(p/Z\mu)$ от p в декартовых координатах и численно определим площадь под кривой для нескольких значений p , чтобы получить $m(p)$ для каждого значения давления.

Шаг 3. Присвоим какое-либо значение начальным геологическим запасам газа G .

Шаг 4. Используя выбранные значения G , для каждой точки показателей добычи G_p в момент времени t рассчитаем $\bar{p}/Z$ по уравнению материального баланса для газа, т. е. по формуле 3.3.11:

$$\frac{\bar{P}}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right).$$

Шаг 5. Для каждой точки показателей добычи q_i и t рассчитаем значение t_a и нормализованную суммарную добычу Q_N :

$$t_a = \frac{(\mu_e c_e)_i}{q_i} \frac{Z_i G}{2P_i} [\bar{m}(P_i) - \bar{m}(\bar{P})];$$

$$Q_N = \frac{2q_i p_i t_a}{(c_e \mu_e Z_i) \Delta m(p)}.$$

Шаг 6. Построим график $q/\Delta p$ от Q_N в декартовых координатах и проведем линию наилуч-

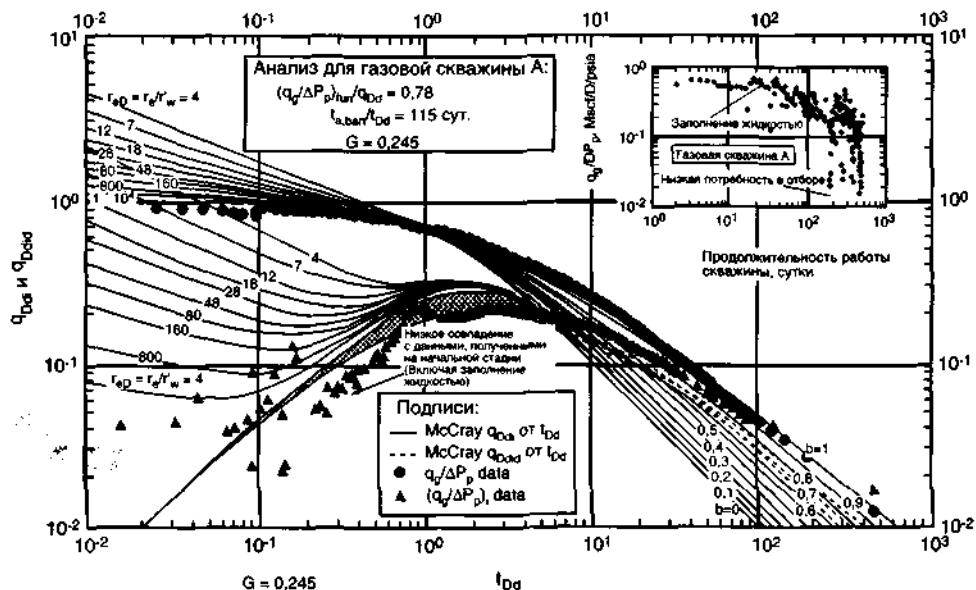


Рис. 3.61. Пример определения характеристик газовой скважины на месторождении в Западной Виргинии методом Паладио и Блесингейма

шего соответствия через точки данных. Экстраполируем линию на ось x и найдем значение исходных геологических запасов G .

Шаг 7. Используем новое значение G из шага 5 для следующего цикла итерации, т. е. вернемся к шагу 3 и повторим процедуру, и т. д. до достижения требуемой сходимости для G .

Типовые кривые Анаша (Anash) и соавт.

Изменение свойств газа может существенно повлиять на технологические характеристики разработки залежи; особое значение имеет изменение произведения вязкости газа на его упругость $\mu_g c_g$, которое не учитывал Феткович во время разработки своих типовых кривых. Анаш (Anash) и соавт. (2000) предложили три функциональных выражения для описания произведения $\mu_g c_g$ как функции от давления. Они просто выразили давление в безразмерной форме из уравнения материального баланса газа:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right).$$

В безразмерной форме приведенное выше уравнение материального баланса выглядит следующим образом:

$$P_D = (1 - G_{pD}).$$

где:

$$P_D = \frac{p}{Z} \frac{Z_i}{P_i}; \quad G_{pD} = \frac{G_p}{G}. \quad [3.5.105]$$

Анаш и его соавторы показали, что произведение $(\mu_g c_g)$ можно выразить как функцию безразмерного отношения $(\mu_g c_g)_i / \mu_g c_g$ от безразмерного давления p_D в одной из трех следующих форм:

(1) **Многочлен первого порядка.** Первая форма — это многочлен первого порядка, применимый для описания функции произведения $\mu_g c_g$ от давления при низких пластовых давлениях газа (до 5000 пси [34,5 МПа]), т. е. $p_i < 5000$. Этот многочлен можно представить в безразмерной форме:

$$\frac{\mu_g c_g}{c_i} = P_D, \quad [3.5.106]$$

где:

c_i — общий коэффициент упругости газа при давлении p_i (фунт/дюйм²)⁻¹;
 μ_i — вязкость газа при давлении p_i , сП.

(2) **Экспоненциальная модель.** Эта вторая форма подходит для описания произведения $\mu_g c_g$ при высоких пластовых давлениях газа, т. е. при $p_i > 8000$ пси [55,2 МПа]:

$$\frac{\mu_g c_g}{c_i} = \beta_0 \exp(\beta_1 P_D). \quad [3.5.107]$$

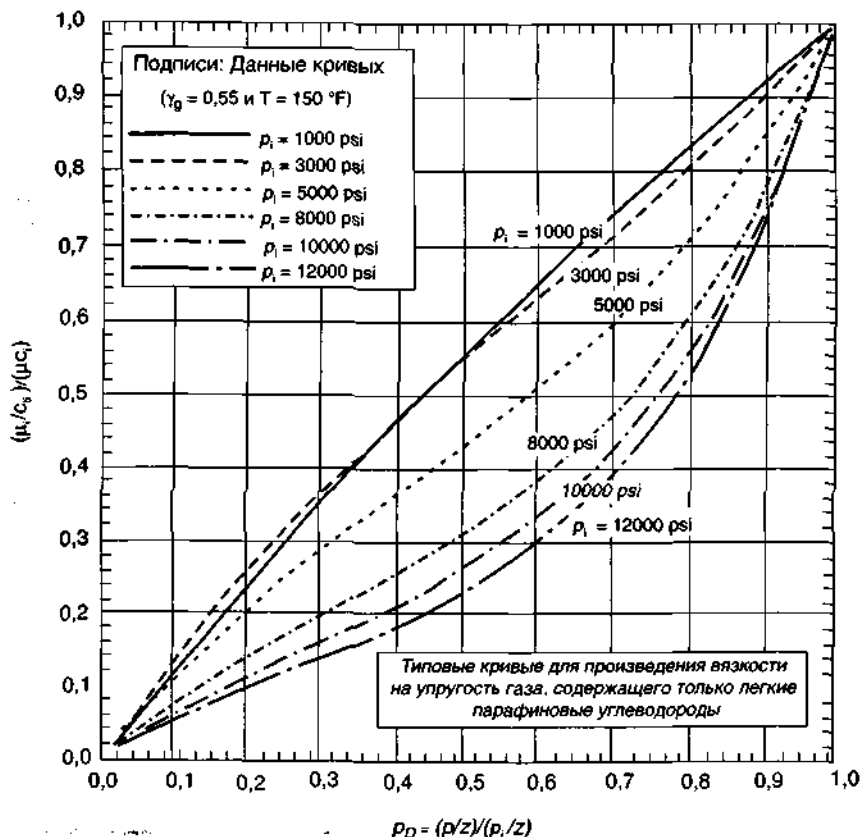


Рис. 3.62. Типичные виды функций произведения вязкости на упругость газа (по: Anash и соавт., 2000)

(3) Общая полиномиальная модель. В качестве обобщенной модели, применимой ко всем газовым залежам с любыми диапазонами давления, авторы выбрали многочлен третьего или четвертого порядка:

$$\frac{\mu_i c_{gi}}{c_i} = a_0 + a_1 p_D + a_2 p_D^2 + a_3 p_D^3 + a_4 p_D^4. \quad [3.5.108]$$

Коэффициенты уравнений 3.5.107 и 3.5.108, т. е. $\beta_0, \beta_1, a_0, a_1$ и др., можно определить, построив график безразмерного отношения $\mu_i c_{gi} / \mu_c c_{ci}$ от p_D в декартовой системе координат, как показано на рис. 3.62, и с помощью модели регрессии по методу наименьших квадратов определим коэффициенты.

Авторы также разработали следующую форму уравнения стабилизированного притока газа к скважине:

$$\frac{dG_p}{dt} = q_g = \frac{J_g}{c_{ui}} \int_{p_{wf}}^{p_0} \left[\frac{\mu_i c_{gi}}{c_i} \right] dp_D,$$

где безразмерное забойное гидродинамическое давление определяется по следующей формуле:

$$p_{wD} = \frac{p_{wf} / Z_{wf}}{p_i / Z_i},$$

где:

- q_g — дебит газа, ст. фут³/сут.;
- p_{wf} — гидродинамическое давление, пси (абс.);
- Z_{wf} — коэффициент сжимаемости газа при p_{wf} ;
- J_g — коэффициент продуктивности, ст. фут³/сут. пси.

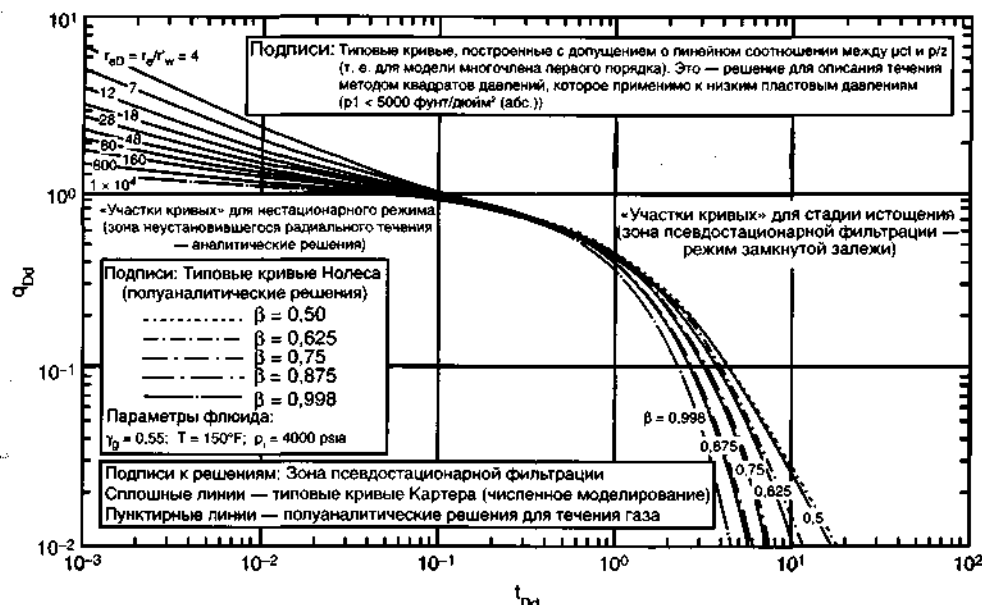


Рис. 3.63. Решение многочлена первого порядка для реального газа в условиях псевдостационарной фильтрации. При решении предполагается, что $\log t$ линейно зависит от p_D (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2000)

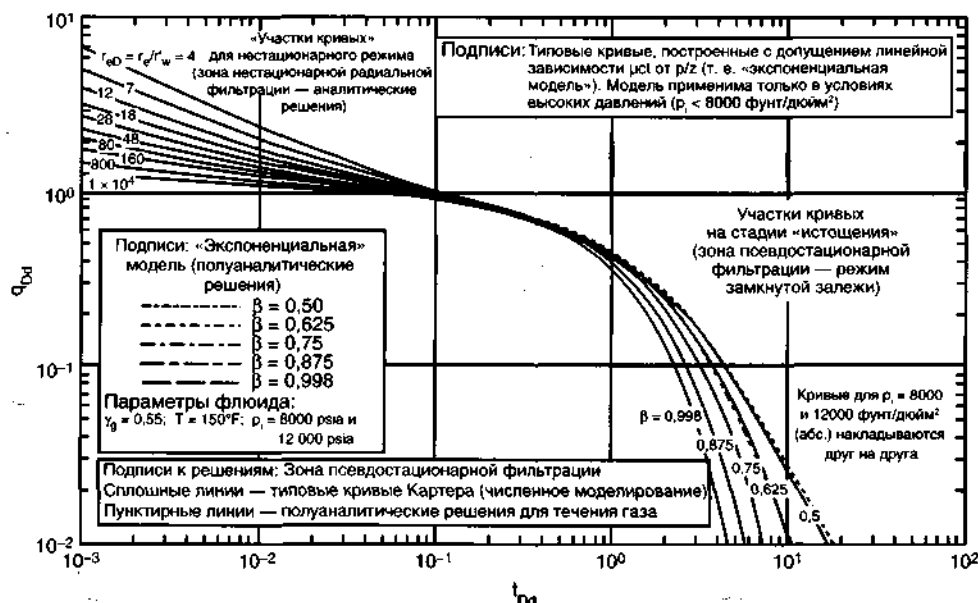


Рис. 3.64. Экспоненциальные решения для реального газа в условиях псевдостационарной фильтрации (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2000)

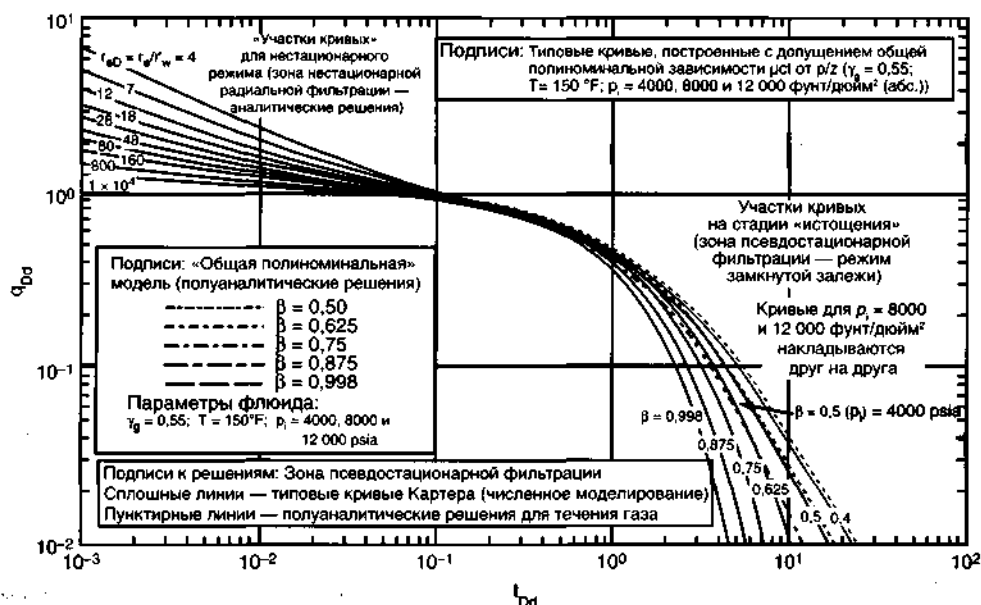


Рис. 3.65. «Общее полиномиальное» решение для течения реального газа в условиях псевдостационарной фильтрации (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2000)

Анаш (Anash) и соавт. представили свое решение в форме «типовых кривых» зависимости набора знакомых безразмерных переменных q_{Da} , t_{Da} , r_{eD} и вновь введенного поправочного коэффициента β , который является функцией безразмерного давления. Они построили три семейства типовых кривых, показанных на рис. 3.63—3.65, по одной для каждой функциональной формы, выбранной для описания произведения μc_i (т. е. многочлен первого порядка, экспоненциальная модель или общая полиномиальная модель).

Процедуру применения типовых кривых Анаша и соавт. можно свести к следующим шагам.

Шаг 1. На основе известных свойств газа построим график $(\mu_i c_{i1} / \mu c_i \text{ от } p_D)$, где:

$$p_D = \frac{p/Z}{p_i/Z_i}$$

Шаг 2. Из обобщенного графика выберем подходящую функциональную форму, описывающую результирующую кривую наилучшим образом. То есть:

Многочлен первого порядка:

$$\frac{\mu_i c_{i1}}{c_i} = p_D$$

Экспоненциальная модель:

$$\frac{\mu_i c_{i1}}{c_i} = \beta_0 \exp(\beta_1 p_D)$$

Общая полиномиальная модель:

$$\frac{\mu_i c_{i1}}{c_i} = a_0 + a_1 p_D + a_2 p_D^2 + a_3 p_D^3 + a_4 p_D^4$$

Используя модель регрессии, т. е. метод наименьших квадратов, определим коэффициент для выбранной функциональной формы, наиболее точно подходящий для описания зависимости $\mu_i c_{i1} / \mu c_i$ от p_D .

Шаг 3. Построим двойной логарифмический график фактических значений дебита q_e от времени t в тех же логарифмических циклах, что и на выбранных типовых кривых (т. е. на рис. 3.63—3.65).

Шаг 4. С помощью описанного выше метода подбора типовой кривой выберем точку соответствия и запишем следующие данные:

$$(q_e)_{MP} \text{ и } (q_{Da})_{MP};$$

$$(t)_{MP} \text{ и } (t_{Da})_{MP};$$

$$(r_{eD})_{MP}$$

Шаг 5. Рассчитаем безразмерное давление p_{uD} на основе забойного гидродинамического давления:

$$p_{wD} = \frac{p_{wf} / Z_{wf}}{p_i / Z_i}$$

Шаг 6. В зависимости от выбранной в шаге 2 функциональной формы рассчитаем константу α для выбранной функциональной модели:

Для многочлена первого порядка:

$$\alpha = \frac{1}{2}(1 - p_{wD}^2) \quad [3.5.109]$$

Для экспоненциальной модели:

$$\alpha = \frac{\beta_0}{\beta_1} [\exp(\beta_1) - \exp(\beta_1 p_{wD})] \quad [3.5.110]$$

где β_0 и β_1 — коэффициенты экспоненциальной модели.

Для полиномиальной функции (считая, что многочлен четвертого порядка):

$$\alpha = A_0 + A_1 + A_2 + A_3 + A_4 \quad [3.5.111]$$

где:

$$A_0 = -(A_1 p_{wD} + A_2 p_{wD}^2 + A_3 p_{wD}^3 + A_4 p_{wD}^4) \quad [3.5.112]$$

где:

$$A_1 = a_0 \quad A_2 = \frac{a_1}{2} \quad A_3 = \frac{a_2}{3} \quad A_4 = \frac{a_3}{4}$$

Шаг 7. Рассчитаем коэффициент продуктивности скважины J_e в ст. фут³/сут. пси с помощью точки совмещения дебита и константы α , полученной в шаге 6, по следующему соотношению:

$$J_e = \frac{C_u}{\alpha} \left(\frac{q_e}{q_{Dd}} \right)_{MP} \quad [3.5.113]$$

Шаг 8. По значению времени в точке совмещения рассчитаем начальные геологические запасы газа G , в ст. фут³:

$$G = \frac{J_e}{C_u} \left(\frac{t}{t_{Dd}} \right)_{MP} \quad [3.5.114]$$

Шаг 9. Рассчитаем площадь дренирования залежи A в фут² по следующему выражению:

$$A = \frac{5,615 B_g G}{\phi h (1 - S_{wi})} \quad [3.5.115]$$

где:

- A — площадь дренирования, фут²;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при p_i , барр./ст. фут³;
- S_{wi} — насыщенность связанной водой.

Шаг 10. Рассчитаем проницаемость k в мД на основе безразмерного радиуса дренирования r_{eD} , полученного из совпадающей кривой:

$$k = \frac{141,2 \mu_i B_g J_e}{h} \left(\ln(r_{eD})_{MP} - \frac{1}{2} \right) \quad [3.5.116]$$

Шаг 11. Рассчитаем скин-фактор из следующего соотношения:

$$\text{Радиус дренирования } r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad [3.5.117]$$

$$\text{Кажущийся радиус ствола скважины } r_{wa} = \frac{r_e}{(r_{eD})_{MP}} \quad [3.5.118]$$

$$\text{Скин-фактор } s = -\ln \left(\frac{r_{wa}}{r_w} \right) \quad [3.5.119]$$

Пример 3.24. Эксплуатационная вертикальная газовая скважина «А», расположенная на месторождении в Западной Виргинии, была подвергнута гидроразрыву. Фактические показатели разработки залежи были представлены Фетковичем и использовались в примере 3.22. Ниже приведены известные характеристики пласта и флюида:

$$\begin{aligned} r_w &= 0,354 \text{ фут}; h = 70 \text{ фут}; \\ \phi &= 0,06; T = 160^\circ \text{F}; \\ s &= 5,17; k = 0,07 \text{ мД}; \\ \gamma_g &= 0,57; B_g = 0,00071 \text{ пл. барр./ст. фут}^3; \\ \mu_{gi} &= 0,0225 \text{ сП}; c_u = 0,000184 \text{ пси}^{-1}; \\ p_i &= 4,175 \text{ пси}; p_{wf} = 710 \text{ пси}; \\ \alpha &= 0,4855 \text{ (многочлен первого порядка)}; \\ S_{wi} &= 0,35. \end{aligned}$$

Решение.

Шаг 1. На рис. 3.66 показаны типовые кривые. В результате наложения на них показателей разработки (рис. 3.63) получим:

$$\begin{aligned} (q_{Dd})_{MP} &= 1,0; \\ (q_e)_{MP} &= 1,98 \times 10^6 \\ (t_{Dd})_{MP} &= 1,0; \\ (t)_{MP} &= 695 \text{ суток}; \\ (r_{eD})_{MP} &= 28. \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем коэффициент продуктивности по формуле 3.5.113:

$$\begin{aligned} J_e &= \frac{C_u}{\alpha} \left(\frac{q_e}{q_{Dd}} \right)_{MP} = \\ &= \frac{0,000184 \left(\frac{1,98 \times 10^6}{1,0} \right)}{0,4855} = 743,758 \end{aligned}$$

Шаг 3. Решим уравнение 3.5.114 относительно G :

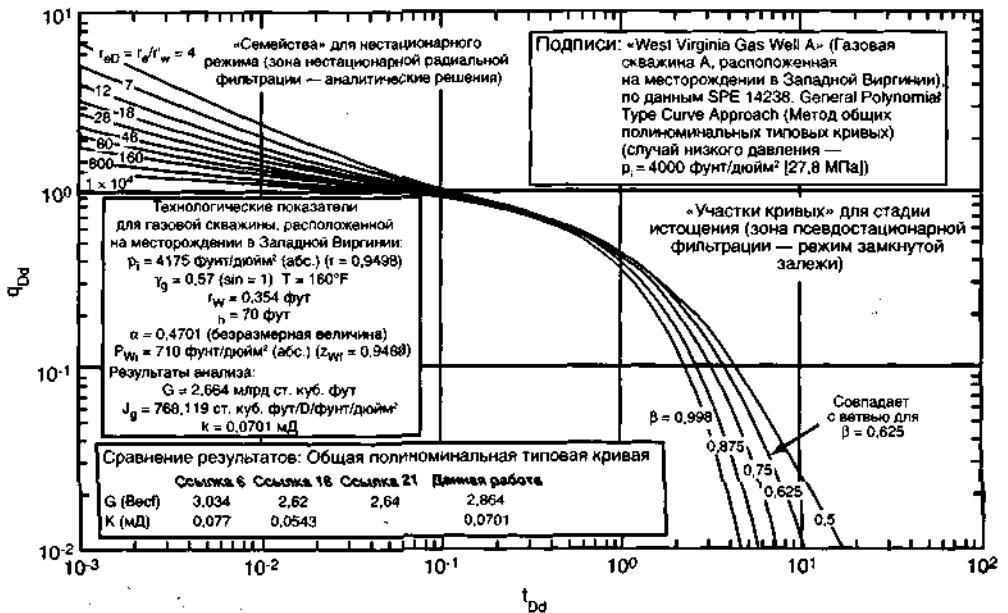


Рис. 3.66. Анализ типовой кривой для газовой скважины «А», расположенной на месторождении в Западной Виргинии (SPE 14238). Метод анализа общей полиномиальной типовой кривой (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2000)

$$G = \frac{J_g \left(\frac{t}{t_{DA}} \right)_{MP}}{C_u} = \frac{743,758 \left(\frac{695}{1,0} \right)}{0,0001824} = 2,834$$

Шаг 4. Определим площадь области дренирования по формуле 3.5.115:

$$A = \frac{5,615 B_{gi} G}{\phi h (1 - S_{wi})} = \frac{5,615 (0,00071) (2,834 \times 10^9)}{(0,06) (70) (1 - 0,35)} = 4,1398 \times 10^6 \text{ фут}^2 = 95 \text{ акр.}$$

Шаг 5. Рассчитаем проницаемость по совпадающему участку кривой для нестационарного режима с $r_{eD} = 28$ по формуле 3.5.116:

$$k = \frac{(141,2) (0,0225) (0,00071) (743,76)}{70} \left(\ln(28) - \frac{1}{2} \right) = 0,0679 \text{ мД.}$$

Шаг 6. Рассчитаем скин-фактор по формулам 3.5.117 и 3.5.118:

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4,1398 \times 10^6}{\pi}} = 1147,9 \text{ фут;}$$

$$r_{wa} = \frac{r_e}{(r_{eD})_{MP}} = \frac{1147,9}{28} = 40,997 \text{ фут;}$$

$$s = -\ln \left(\frac{r_{wa}}{r_w} \right) = -\ln \left(\frac{40,997}{0,354} \right) = -4,752.$$

Анализ кривой падения добычи для трещинных скважин

Практико (Pratikno) и соавт. (2003) построили новый набор типовых кривых специально для скважин, расположенных в центре ограниченной залежи с вертикальным разрывом с конечной гидропроводностью. При построении этих типовых кривых авторы получили зависимости для переменных кривой падения на основе аналитических решений.

Повторно запишем общее уравнение 1.2.125 безразмерного давления для ограниченной залежи с режимом псевдостационарного течения:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} [\ln(A/r_w^2)] + \frac{1}{2} [\ln(2,2458/C_A)] + s,$$

где безразмерное время рассчитано на основе радиуса ствола скважины (r_w) или области

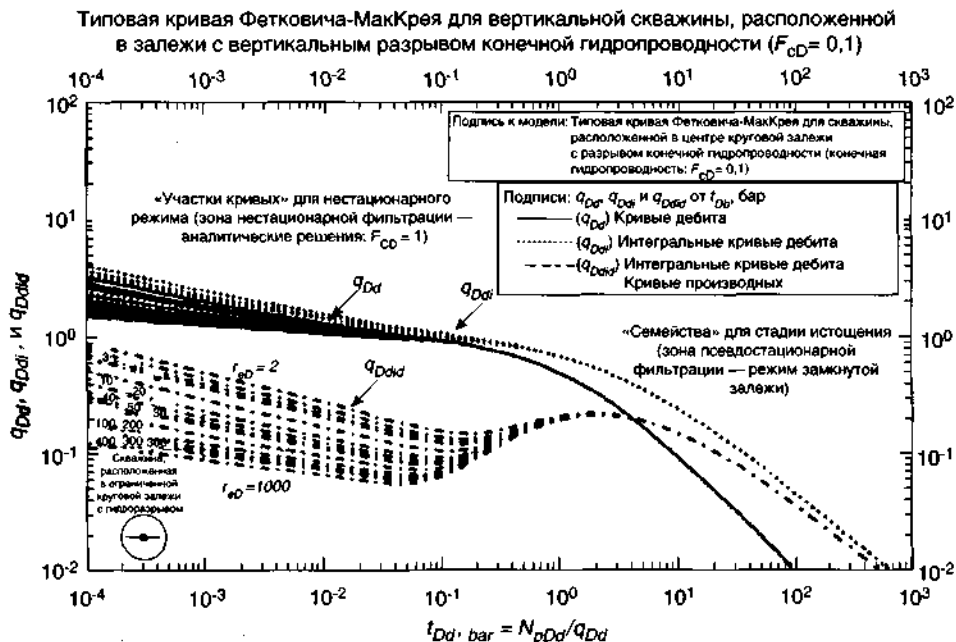


Рис. 3.67. Типовая кривая падения добычи Фетковича-МакКрея — дебит от времени по материальному балансу — для скважины, расположенной в залежи с вертикальным гидроразрывом конечной гидропроводности ($F_{CD} = 0,1$) (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2003)

дренирования (t_{DA}), полученным по формулам 1.2.75а и 1.2.75б:

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\varphi \mu c_i r_w^2};$$

$$t_{DA} = \frac{0,0002637kt}{\varphi \mu c_i A} = t_A \left(\frac{r_w^2}{A} \right).$$

Авторы взяли приведенную выше форму и предположили, что для скважин, эксплуатируемых в режиме псевдостационарного течения (pss) при постоянном расходе и расположенных в трещинной залежи круговой формы с конечной гидропроводностью, безразмерное падение давления можно выразить следующим образом:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + b_{Dpss},$$

или:

$$b_{Dpss} = P_D - 2\pi t_{DA}.$$

Где член b_{Dpss} — безразмерная константа псевдостационарного состояния, независимая от времени, но являющаяся функцией:

- безразмерного радиуса r_{eD} ; и

- безразмерной гидропроводности разрыва F_{CD} .

Два приведенных выше безразмерных параметра были определены в главе 1 следующим образом:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} = \frac{F_c}{k x_f};$$

$$r_{eD} = \frac{r_e}{x_f}.$$

Авторы отметили, что выражение, описывающее течение в псевдостационарном режиме, для заданных значений r_{eD} и F_{CD} является величиной постоянной и достаточно точно определяется следующим соотношением:

$$b_{Dpss} = \ln(r_{eD}) - 0,049298 + \frac{0,43464}{r_{eD}^2} + \frac{a_1 + a_2 u + a_3 u^2 + a_4 u^3 + a_5 u^4}{1 + b_1 u + b_2 u^2 + b_3 u^3 + b_4 u^4}$$

с:

$$u = \ln(F_{CD}),$$

где:

$$a_1 = 0,93628800; \quad b_1 = -0,38553900;$$

Типовая кривая Фетковича-МакКрея для вертикальной скважины, расположенной в залежи с вертикальным разрывом конечной гидропроводности ($F_{cD}=1$)

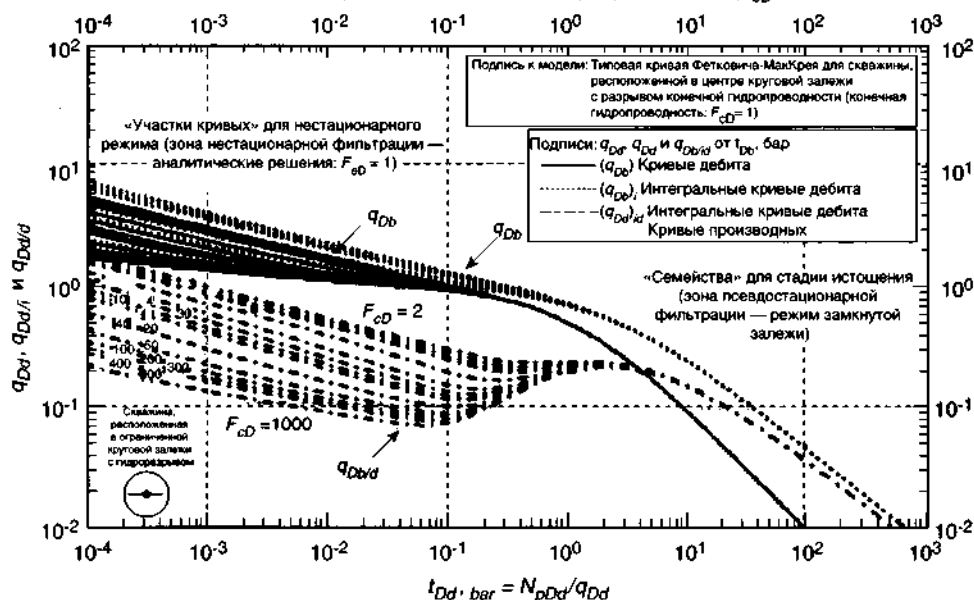


Рис. 3.68. Типовая кривая падения добычи Фетковича-МакКрея — дебит от времени по материальному балансу — для скважины, расположенной в залежи с вертикальным гидроразрывом конечной гидропроводности ($F_{cD} = 1$) (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2003)

Типовая кривая Фетковича-МакКрея для вертикальной скважины, расположенной в залежи с вертикальным разрывом конечной гидропроводности ($F_{cD}=10$)

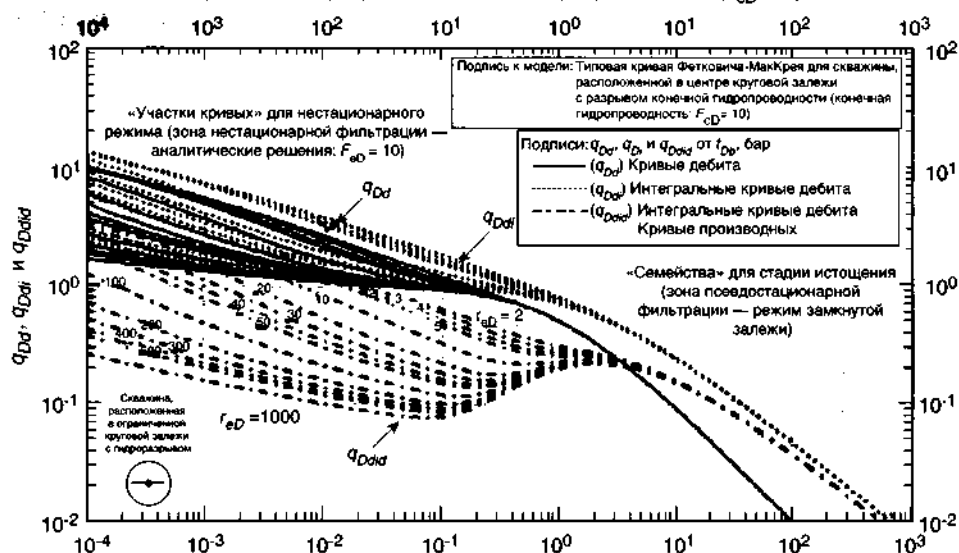


Рис. 3.69. Типовая кривая падения добычи Фетковича-МакКрея — дебит от времени по материальному балансу — для скважины, расположенной в залежи с вертикальным гидроразрывом конечной гидропроводности ($F_{cD} = 10$) (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2003)

Типовая кривая Фетковича-МакКрея для вертикальной скважины, расположенной в залежи с вертикальным разрывом конечной гидропроводности ($F_{CD}=100$)

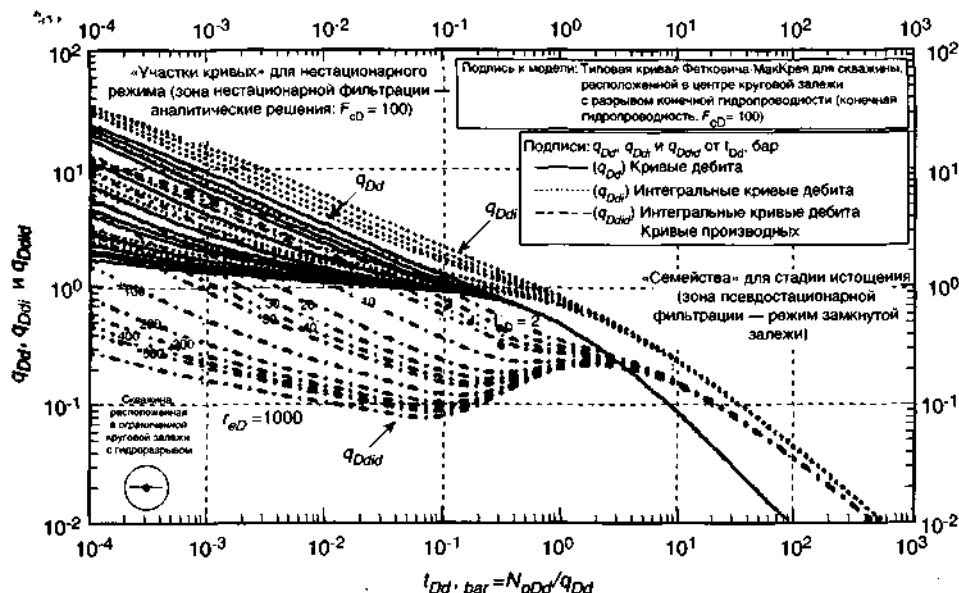


Рис. 3.70. Типовая кривая падения добычи Фетковича-МакКрея — дебит от времени по материальному балансу — для скважины, расположенной в залежи с вертикальным гидроразрывом конечной гидропроводности ($F_{CD} = 100$) (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2003)

Типовая кривая Фетковича-МакКрея для вертикальной скважины, расположенной в залежи с вертикальным разрывом конечной гидропроводности ($F_{CD}=1000$)

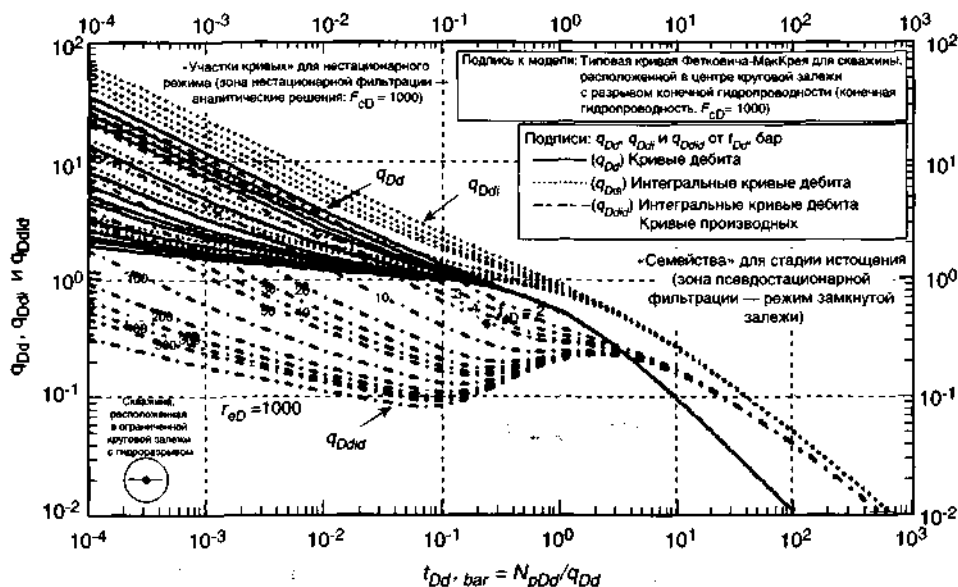


Рис. 3.71. Типовая кривая падения добычи Фетковича-МакКрея — дебит от времени по материальному балансу — для скважины, расположенной в залежи с вертикальным гидроразрывом конечной гидропроводности ($F_{CD} = 1000$) (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2003)

Типовая кривая Фетковича-МакКрея для скважины, расположенной в залежи с вертикальным разрывом конечной гидропроводности ($F_{cd} = 5$) [Пример 1. Газовая залежь с низкой проницаемостью и высоким давлением (Техас)]

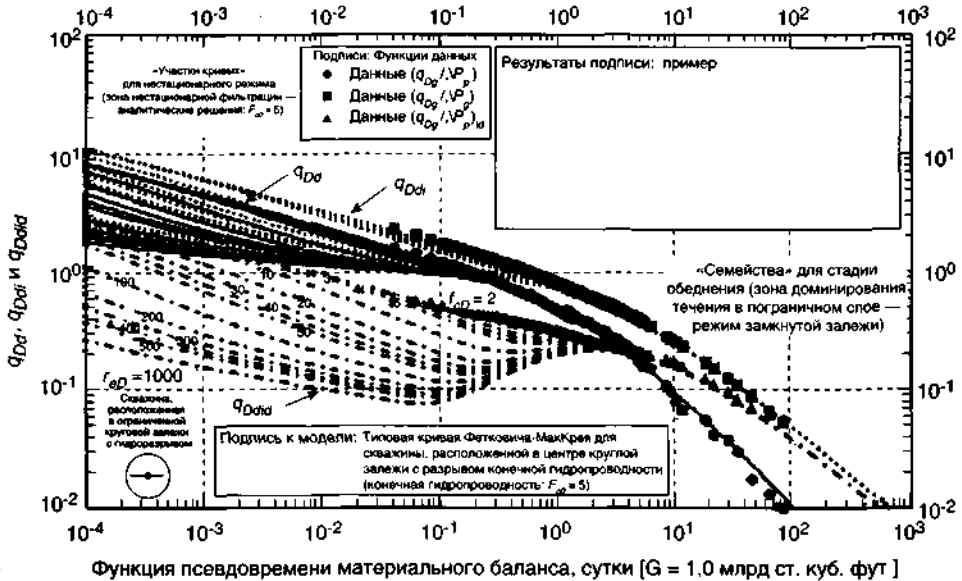


Рис. 3.72. Совмещение данных разработки залежи по примеру 1 с типовой кривой падения добычи Фетковича-МакКрея (зависимость дебита, нормализованного по падению псевдодавления, от времени материального баланса) для скважины, расположенной в залежи с вертикальным разрывом конечной проводимости ($F_{cd} = 5$) (разрешение на копирование предоставлено SPE, 2003)

$$\begin{aligned} a_2 &= -1,0048900; & b_2 &= -0,06988650; \\ a_3 &= 0,31973300; & b_3 &= -0,04846530; \\ a_4 &= -0,0423532; & b_4 &= -0,00813558; \\ a_5 &= 0,00221799. \end{aligned}$$

На основе приведенных выше уравнений Пратикно (Pratikno) и соавт., используя приведенные выше функции Паладио и Блэсингейма (Palacio и Blasingame) (т. е. q_d , (q_{di}) и (q_{did})) и параметры r_{cd} и F_{cd} , построено семейство кривых падения добычи по 13 значениям F_{cd} при $r_{cd} = 2, 3, 4, 5, 10, 20, 30, 40, 50, 100, 200, 300, 400, 500$ и 1000 . Типовые кривые для F_{cd} , равных 0, 1, 10, 100 и 1000, показаны на рис. 3.67—3.71.

Авторы рекомендуют использовать следующую процедуру подбора типовой кривой, аналогичную методике применения типовых кривых Паладио и Блэсингейма (Palacio и Blasingame):

Решение.

Шаг 1. Проанализируем имеющиеся данные испытания скважины методом Грингартена (Gringarten) или Синко-Саманьего (Sinco-Samaniego), как описано в главе 1, чтобы рассчитать безразмерную гидропроводность разрыва F_{cd} и половинную длину разрыва x_f .

Шаг 2. Результаты исследований скважины

сгруппируем в виде данных забойного давления и дебита q_i (в ст. барр./сут. для нефти или ст. фут³/сут. для газа) в зависимости от времени. Рассчитаем псевдоремя материального баланса t_s для каждой заданной точки данных с помощью:

$$\text{для нефти } t_s = \frac{N_p}{q_i};$$

$$\text{для газа } t_s = \frac{(\mu_e c_g)_i Z_i G [\bar{m}(p_i) - \bar{m}(p)]}{q_i 2p_i}.$$

где $\bar{m}(p_i)$ и $\bar{m}(p)$ — нормализованное псевдодавление, определенное по формулам 3.5.93 и 3.5.94:

$$\bar{m}(p_i) = \frac{\mu_e Z_i}{p_i} \int_0^{p_i} \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp,$$

$$\bar{m}(p) = \frac{\mu_e Z_i}{p_i} \int_0^p \left[\frac{p}{\mu_e Z} \right] dp.$$

Обратите внимание, что исходные геологические запасы газа G нужно рассчитывать итерационно, как показано выше Паладио и Блэсингеймом (Palacio и Blasingame).

Шаг 3. Используя показатели эксплуатации скважины, которые представлены в табличной

форме и нанесены на график в шаге 2, рассчитаем три дополнительные функции, используемые при построении графика:

- 1) дебит, нормализованный по падению давления q_{Dd} ;
- 2) интегральная функция дебита, нормализованная по падению давления $(q_{Dd})_i$;
- 3) интегрально-дифференциальная функция дебита, нормализованная по падению давления $(q_{Dd})_{id}$.

Для газа:

$$q_{Dd} = \frac{q_g}{m(p_i) - m(p_{wf})};$$

$$(q_{Dd})_i = \frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_g}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right) dt_s;$$

$$(q_{Dd})_{id} = \left(\frac{-1}{t_s} \right) \frac{d}{dt_s} \left[\frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_g}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right) dt_s \right].$$

Для нефти:

$$q_{Dd} = \frac{q_o}{p_i - p_{wf}};$$

$$(q_{Dd})_i = \frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_o}{p_i - p_{wf}} \right) dt_s;$$

$$(q_{Dd})_{id} = \left(\frac{-1}{t_s} \right) \frac{d}{dt_s} \left[\frac{1}{t_s} \int_0^{t_s} \left(\frac{q_o}{p_i - p_{wf}} \right) dt_s \right].$$

Шаг 4. Построим три функции для газа или нефти, т. е. q_{Dd} , $(q_{Dd})_i$ и $(q_{Dd})_{id}$ от t_s на кальке так, чтобы ее можно было наложить на типовую кривую с соответствующим значением F_{CD} .

Шаг 5. Зададим точку совмещения (МР) для каждой из трех функций (q_{Dd}) , $(q_{Dd})_i$ и $(q_{Dd})_{id}$. После подбора совпадающей кривой запишем «время» и «дебит» в точках совмещения, а также значение безразмерного радиуса r_{eD} .

- 1) «Точка совмещения» по оси дебита: любая пара $(q/\Delta p)_{MP} - (q_{Dd})_{MP}$.
- 2) «Точка совмещения» по оси времени: любая пара $(t)_{MP} - (t_{Dd})_{MP}$.
- 3) Участок кривой для переходного режима: выберем функции $(q/\Delta p)$, $(q/\Delta p)_i$ и $(q/\Delta p)_{id}$, которые наилучшим образом соответствуют участку кривой для переходного режима, и запишем r_{eD} .

Шаг 6. Получим решение для b_{Dpass} с помощью значений F_{CD} и r_{eD} :

$$u = \ln(F_{CD});$$

$$b_{Dpass} = \ln(r_{eD}) - 0,049298 + \frac{0,43464}{r_{eD}^2} = \\ + \frac{a_1 + a_2 u + a_3 u^2 + a_4 u^3 + a_5 u^4}{1 + b_1 u + b_2 u^2 + b_3 u^3 + b_4 u^4}.$$

Шаг 7. По данным, полученным из координат точки совмещения, рассчитаем следующие характеристики пласта:

Для газа:

$$G = \frac{1}{c_{gi}} \left[\frac{t_s}{t_{Dd}} \right]_{MP} \left[\frac{(q_g / \Delta m(\bar{p}))}{q_{Dd}} \right]_{MP};$$

$$h_g = \frac{141,2 B_{gi} \mu_{gi}}{h} \left[\frac{(q_g / \Delta m(\bar{p}))_{MP}}{(q_{Dd})_{MP}} \right] b_{Dpass};$$

$$A = \frac{5,615 G B_{gi}}{h \mu_{gi} (1 - S_{wi})};$$

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}.$$

Для нефти:

$$N = \frac{1}{c_{oi}} \left[\frac{t_s}{t_{Dd}} \right]_{MP} \left[\frac{(q_o / \Delta p)_i}{q_{Dd}} \right]_{MP};$$

$$h_o = \frac{141,2 B_{oi} \mu_{oi}}{h} \left[\frac{(q_o / \Delta p)_{MP}}{(q_{Dd})_{MP}} \right] b_{Dpass};$$

$$A = \frac{5,615 N B_{oi}}{h \mu_{oi} (1 - S_{wi})};$$

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}.$$

где:

G — геологические запасы газа, тыс. ст. фут³;

N — геологические запасы нефти, ст. барр.;

B_{gi} — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при давлении p_i , пл. барр./тыс. ст. фут³;

A — площадь дренирования, фут²;

r_e — радиус дренирования, фут;

S_{wi} — насыщенность связанной водой.

Шаг 8. Рассчитаем половинную длину разрыва x_f и сравним ее с данными шага 1:

$$x_f = \frac{r_e}{r_{eD}}.$$

Пример 3.25. Эксплуатируемая вертикальная газовая скважина, расположенная на месторождении в шт. Техас, была подвергнута гидроразрыву. Ниже приведены известные характеристики пласта и флюида:

$$r_w = 0,333 \text{ фут};$$

$$\phi = 0,088;$$

$$\gamma_g = 0,70;$$

$$\mu_{gi} = 0,0361 \text{ сП};$$

$$p_i = 9330 \text{ пси};$$

$$S_{wi} = 0,131;$$

$$h = 170 \text{ фут};$$

$$T = 300^\circ \text{F};$$

$$B_{gi} = 0,5498 \text{ пл. барр./ст. фут}^3;$$

$$c_{gi} = 5,1032 \times 10^{-5} \text{ пси}^{-1};$$

$$p_{wf} = 710 \text{ пси};$$

$$FCD = 5,0.$$

На рис. 3.72 показана совпадающая типовая кривая для $F_{CD} = 5$ с приведенными ниже точками совмещения:

$$\begin{aligned}(q_{Dd})_{MP} &= 1,0; \\ [(q_e / \Delta m(\bar{p}))]_{MP} &= 0,89 \\ (t_{Dd})_{MP} &= 1,0; \\ (t_e)_{MP} &= 58 \text{ суток}; \\ (r_{eD})_{MP} &= 2,0.\end{aligned}$$

Требуется выполнить анализ типовой кривой для данной газовой скважины.

Решение.

Шаг 1. Получим решение для b_{Dpm} с помощью значений F_{CD} и r_{eD} :

$$\begin{aligned}u &= \ln(F_{CD}) = \ln(5) = 1,60944; \\ b_{Dpm} &= \ln(r_{eD}) - 0,049298 + \frac{0,43464}{r_{eD}^2} + \\ &+ \frac{a_1 + a_2 u + a_3 u^2 + a_4 u^3 + a_5 u^4}{1 + b_1 u + b_2 u^2 + b_3 u^3 + b_4 u^4} = \\ &= \ln(2) - 0,049298 + \frac{0,43464}{2^2} + \\ &+ \frac{a_1 + a_2 u + a_3 u^2 + a_4 u^3 + a_5 u^4}{1 + b_1 u + b_2 u^2 + b_3 u^3 + b_4 u^4} = 1,00222.\end{aligned}$$

Шаг 2. По данным, полученным из координат точки совмещения, рассчитаем следующие характеристики пласта:

$$\begin{aligned}G &= \frac{1}{c_u} \left[\frac{t_e}{(t_{Dd})_{MP}} \right] \left[\frac{(q_e / \Delta m(\bar{p}))}{(q_{Dd})_{MP}} \right]_{MP} = \\ &= \frac{1}{5,1032 \times 10^{-3}} \left[\frac{58}{1,0} \right]_{MP} \left[\frac{0,89}{1,0} \right]_{MP} = \\ &= 1,012 \times 10^6 \text{ MMscf}; \\ k_e &= \frac{141,2 B_o \mu_o}{h} \left[\frac{(q_e / \Delta m(\bar{p}))}{(q_{Dd})_{MP}} \right] b_{Dpm} = \\ &= \frac{141,2(0,5498)(0,0361) \left[\frac{0,89}{1,0} \right] 1,00222}{170} = \\ &= 0,015 \text{ мД}; \\ A &= \frac{5,615 G B_o}{h \rho (1 - S_{wi})} = \\ &= \frac{5,615(1,012 \times 10^6)(0,5498)}{(170)(0,088)(1 - 0,131)} = 240195 \text{ фут}^2 \\ &= 5,51 \text{ акр}; \\ r_e &= \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{240195}{\pi}} = 277 \text{ фут}.\end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем половинную длину разрыва x , и сравним ее с данными шага 1:

$$x_i = \frac{r_e}{r_{eD}} = \frac{277}{2} = 138 \text{ фут}.$$

3.6. Газогидраты

Газогидраты представляют собой твердые кристаллические вещества, которые образуются в условиях высокого давления и при температурах, существенно превышающих точку замерзания воды, в результате физического соединения газа с водой. В присутствии свободной воды образование гидратов происходит при температурах ниже определенного уровня, который называют температурой образования гидрата T_h . Кристаллы газогидратов по виду напоминают лед или мокрый снег, но при этом их структура отличается от кристаллической структуры льда. Основу кристаллической решетки гидратов составляют молекулы воды. Молекулы газа занимают свободный объем (незаполненное пространство) в кристаллической решетке воды, при этом решетка стабильна только при определенной концентрации углеводородных молекул. При извлечении гидратного снега на поверхность он издает характерный звук растрескивания, связанный с разрывом кристаллической решетки гидрата высвобождающимися из нее молекулами газа.

Известны кристаллические решетки двух типов, включающие незаполненные пространства двух размеров.

- 1) Размер незаполненных пространств в решетке структуры I позволяет встраиваться в нее небольшим молекулам, таким как метан и этан. Эти «встраиваемые» молекулы газа называют гидратобразующими компонентами. Как правило, гидраты со структурой I образуют легкие компоненты, такие как C_1 , C_2 и CO_2 .
- 2) Решетка гидратов со структурой II характеризуется большими по размеру пустотами (незаполненными пространствами или полостями), что позволяет ей захватывать не только метан и этан, но и более тяжелые алканы со средними по размеру молекулами, такие как C_3 , $i-C_4$ и $n-C_4$. Был проведен ряд исследований, которые подтвердили стабильность гидратной структуры типа II. Однако если газы очень бедны, гидратная структура I также может быть стабильной.

Все соединения тяжелее C_4 , в том числе C_3 , не вносят никакого вклада в образование гидратов, поэтому их называют «гидратонеобразующими компонентами».

Газогидраты создают значительные проблемы с точки зрения эксплуатации и безопасности в подводных трубопроводах и технологическом оборудовании. В нефтедобывающей промышленности для предотвращения образования газогидратов технологические процессы реализуются в условиях, в которых гидраты нестабильны. Необходимо определить условия, способствующие образованию гидратов при течении природного газа и, соответственно, не допускать их возникновения. Это имеет большое значение, поскольку гидраты способны создавать ряд проблем, включая:

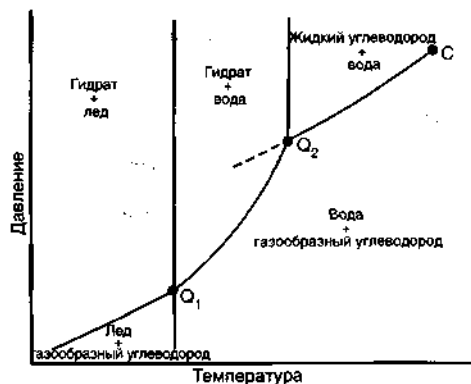


Рис. 3.73. Фазовая диаграмма для типичной смеси воды и легкого углеводорода

- закупорка эксплуатационной колонны, поверхностных линий и прочего оборудования;
- полное блокирование трубопроводов и поверхностного оборудования;
- гидратообразование в эксплуатационной колонне приводит к занижению результатов измерения устьевых давлений.

Слоун (Sloan, 2000) выявил ряд условий, способствующих образованию газогидратов. Эти условия следующие:

- наличие свободной воды и молекул газа (в диапазоне от метана до бутана);
- наличие кислых газов H_2S или CO_2 , которые растворяются в воде лучше, чем углеводороды, вносит значительный вклад в гидратообразование;
- падение температуры ниже температуры образования гидратов для соответствующих значений давления и состава газа;
- высокие рабочие давления, которые способствуют повышению температуры образования гидратов;
- высокая скорость или активное перемешивание при прокачивании по трубопроводам или через оборудование;
- наличие мелких кристаллических зародышей гидратов;
- присутствие свободной воды при температуре природного газа, равной точке росы или ниже нее.

Чтобы предотвратить формирование гидратов, обусловленное перечисленными выше факторами, применяют четыре следующих классических метода, термодинамически препятствующих их образованию.

- 1) Наилучшую защиту обеспечивает удаление воды.
- 2) Поддержание высокой температуры в трубопроводах и оборудовании, т. е. применение

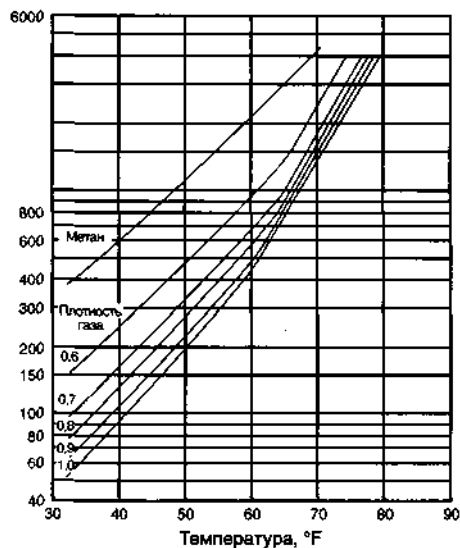


Рис. 3.74. Кривые давление—температура для прогнозирования образования гидратов (предоставлены ассоциацией Gas Processors Suppliers Association — Ассоциацией компаний поставщиков оборудования для обработки газа)

ние теплоизоляции, трубчатых теплообменников или электрического подогрева.

- 3) Наиболее часто для защиты от образования гидратов используются ингибиторы, например метанол или моноэтиленгликоль, действующие как антифризы.
- 4) Кинетические ингибиторы представляют собой полимеры с низкой молекулярной массой, которые растворяются в растворителе-носителе и вводятся в водяную фазу через трубопровод. Эти ингибиторы связывают поверхность гидрата и препятствуют росту кристаллов в течение всего времени нахождения свободной воды в трубопроводе.

3.6.1. Фазовые диаграммы для гидратов

Значения температуры и давления, достаточные для образования гидратов в поверхностных установках для комплексной подготовки газа, обычно намного ниже, чем в оборудовании для добычи и разработки. Условия образования зародышей гидратов часто описываются простыми фазовыми диаграммами p - T для систем вода—углеводород. На рис. 3.73 схематически показана фазовая диаграмма для типичной смеси воды и легкого углеводорода. На этом рисунке имеются две квадрупольные точки: нижняя Q_1 и верхняя Q_2 . Квадрупольная точка соответствует условиям, в которых в равновесии находятся четыре фазы.

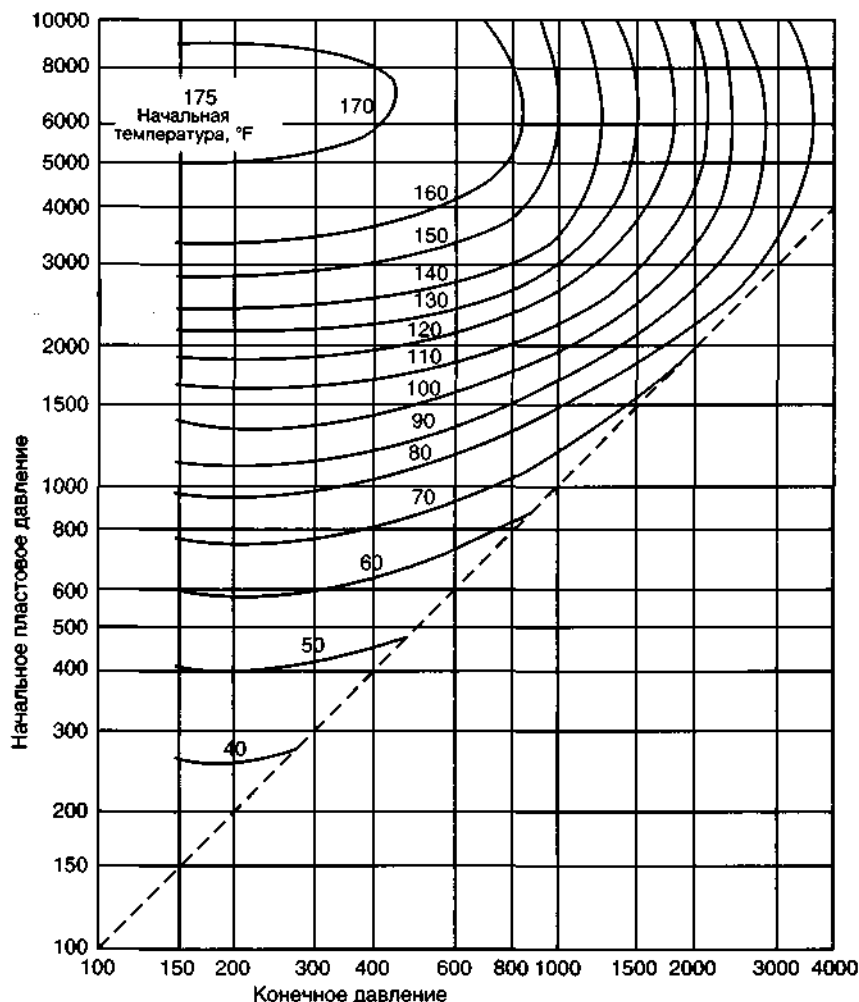


Рис. 3.75. Допустимое снижение давления природного газа с относительной плотностью 0,6, при котором не образуются гидраты (данные предоставлены ассоциацией Gas Processors Suppliers Association — Ассоциацией компаний поставщиков оборудования для обработки газа)

Каждая квадрупольная точка находится на пересечении четырех линий трехфазного контакта. Нижняя квадрупольная точка Q_1 соответствует условиям, при которых в равновесии находятся лед, вода, гидрат и газообразный углеводород. При температурах ниже точки Q_1 гидраты образуются из газообразного углеводорода и льда. Верхняя квадрупольная точка Q_2 соответствует условиям, при которых в равновесии находятся вода, жидкий углеводород, газообразный углеводород и гидрат. Некоторые наиболее легкие компоненты природного газа, такие как метан и азот, не имеют верхней квадрупольной точки, поэтому в этом

случае для образования гидрата не существует верхнего температурного предела. То есть гидраты могут образовываться даже при высоких температурах (до 120 °F [49 °C]) в поверхностном оборудовании или скважинах высокого давления.

При переходе через разделяющую линию $Q_1 - Q_2$ из воды и газообразных углеводородов образуются гидраты. Вертикальная линия, проведенная вверх из точки Q_2 , разделяет области, в которых в равновесии находятся вода + жидкий углеводород и гидрат + вода, соответственно.

Процесс образования гидратов удобно раз-

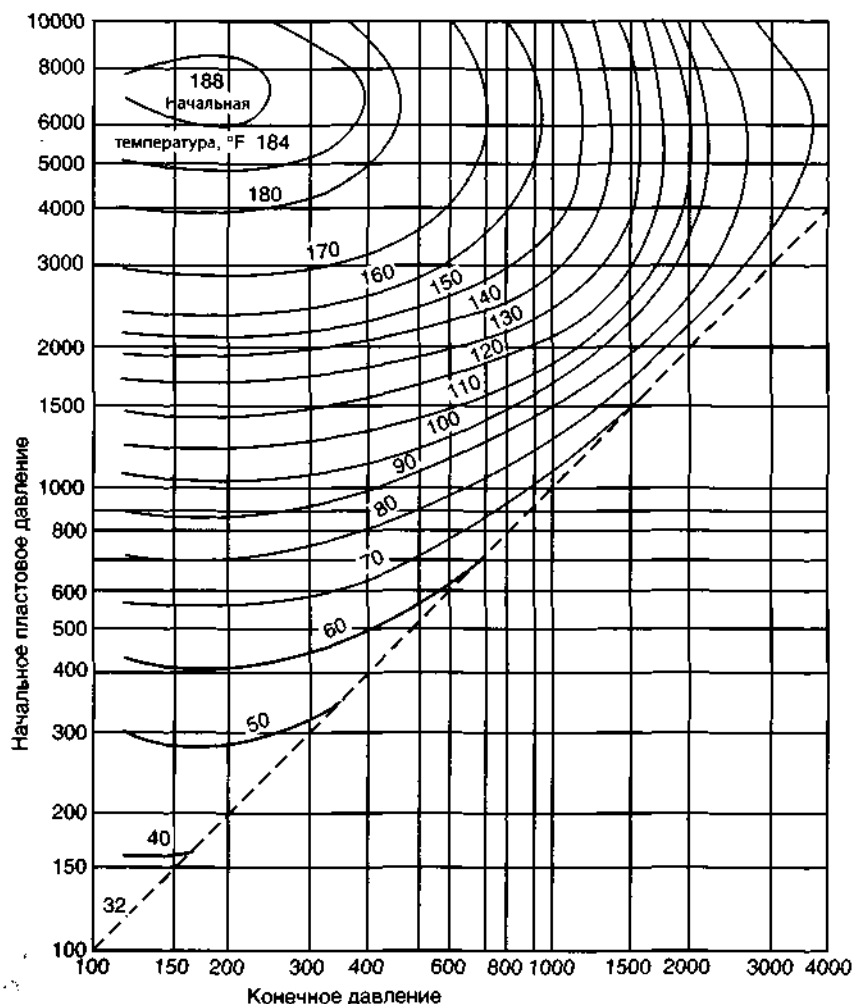


Рис. 3.76. Допустимое снижение давления природного газа с относительной плотностью 0,7, при котором не образуются гидраты (данные предоставлены ассоциацией Gas Processors Suppliers Association — Ассоциацией компаний поставщиков оборудования для обработки газа)

бить на следующие две категории:

Категория I. Образование гидратов в результате снижения температуры без резкого падения давления, например в эксплуатационной колонне или поверхностном трубопроводе.

Категория II. Образование гидратов в результате резкого расширения, например у диафрагм, регуляторов противодавления или штуцеров.

На рис. 3.74 показана графическая методика оценки условий образования гидратов и расчета допустимых условий расширения природных газов, позволяющих избежать образования гидратов. На этом рисунке показаны условия образования гидратов в форме се-

мейства «линий образования гидратов», соответствующих природным газам с различными относительными плотностями.

Гидратообразование происходит при температурах и давлениях, соответствующих точкам, которые расположены слева от линии образования гидратов для надлежащего газа. Эту графическую взаимосвязь можно использовать для приближенного определения температуры образования гидратов при снижении температуры в эксплуатационной колонне или поверхностных трубопроводах, т. е. в процессе категории I.

Пример 3.26. Газ с относительной плотностью 0,8 находится под давлением 1000 пси

[6,9 МПа]. До какой степени можно снижать температуру при наличии свободной воды, не допуская образования гидратов?

Решение. По рис. 3.74 определим, что при относительной плотности 0,8 и давлении 1000 пси (абс.) [6,9 МПа] температура образования гидратов составляет 66 °F [19 °C]. То есть гидраты могут образовываться при температуре меньшей или равной 66 °F [19 °C].

Пример 3.27. Газ с относительной плотностью 0,7 находится при температуре 60 °F [16 °C]. Начиная с какого давления можно ожидать образование гидратов?

Решение. Согласно рис. 3.74, гидраты начинают образовываться при давлении 680 пси (абс.) [4,7 МПа].

Следует отметить, что графическая зависимость, представленная на рис. 3.74, была получена для «чистых» систем вода—газ, однако присутствие в воде растворенных веществ приводит к снижению температур, при которых природный газ образует гидраты.

При быстром расширении смеси вода—влажный газ при прохождении через клапан, диафрагму или прочие препятствия гидраты могут образовываться в результате быстрого охлаждения газов вследствие эффекта Джоуля-Томсона. То есть:

$$\frac{\partial T}{\partial p} = \frac{RT^2}{pC_p} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p,$$

где:

T — температура;
 p — давление;
 Z — коэффициент сжимаемости газа;
 C_p — удельная теплота сгорания при постоянном давлении.

Указанное снижение температуры в результате резкого снижения давления, т. е. $\partial T/\partial p$, может привести к конденсации водяных паров из газа и создать для смеси условия, благоприятные для образования гидратов. Для оценки максимального снижения давления, которое не приводит к образованию гидратов, можно использовать рис. 3.75—3.79.

Нужная величина определяется на пересечении начального давления и изотермы начальной температуры; наименьшее давление, до которого можно расширять газ без образования гидратов, считается непосредственно с оси x под точкой пересечения.

Пример 3.28. До какого давления можно расширить газ с относительной плотностью 0,7, находящийся под давлением 1500 пси (абс.) [10,3 МПа] и при температуре 120 °F [49 °C] без образования гидратов?

Решение. На рис. 3.76 найдите на оси начального давления значение 1500 пси (абс.) [10,3 МПа] и двигайтесь от этой точки по горизонтальной линии до пересечения с изотермой 120 °F [49 °C]. Считаем на оси x «конечное» давление, которое равно 300 пси (абс.) [2,1 МПа].

Таким образом, газ можно расширить до конечного давления 300 пси (абс.) [2,1 МПа] без образования гидратов.

Остергаард (Ostergaard) и соавт. (2000) предложили новый метод прогнозирования «безгидратной» зоны для пластовых флюидов, состав которых варьируется от мазута до бедного природного газа. Авторы разделили компоненты углеводородной системы на следующие две группы:

- 1) гидратообразующие углеводороды «h», к которым относятся этан, метан, бутан и пропаны;
- 2) негидратообразующие углеводороды «nh», к которым относятся пентаны и более тяжелые соединения.

Определим следующие корреляционные параметры:

$$f_h = y_{C_1} + y_{C_2} + y_{C_3} + y_{C_4} + y_{C_5}; \quad [3.6.1]$$

$$f_{nh} = y_{C_6}; \quad [3.6.2]$$

$$F_m = \frac{f_{nh}}{f_h}; \quad [3.6.3]$$

$$Y_h = \frac{m_h}{28,96} = \frac{\sum_{i=C_1}^{n-C_6} y_i m_i}{28,96}, \quad [3.6.4]$$

где:

h — гидратообразующие компоненты (C_1 — C_5);
 nh — негидратообразующие компоненты, C_6 и более тяжелые;
 F_m — молярное отношение между негидратообразующими и гидратообразующими компонентами;
 Y_h — относительная плотность гидратообразующих компонентов.

Авторы вывели следующее соотношение, описывающее зависимость давления диссоциации гидратов p_h применительно к флюидам, содержащим только углеводороды, от заданных выше параметров:

$$p_h = 0,1450377 \exp \left\{ \left[\frac{a_1}{(Y_h + a_2)^3} + a_3 F_m + a_4 F_m^2 + a_5 \right] T + \frac{a_6}{(Y_h + a_7)^3} + a_8 F_m + a_9 F_m^2 + a_{10} \right\}, \quad [3.6.5]$$

где:

p_h — давление диссоциации гидратов, пси;
 T — температура, R;
 a_i — константы, см. ниже.

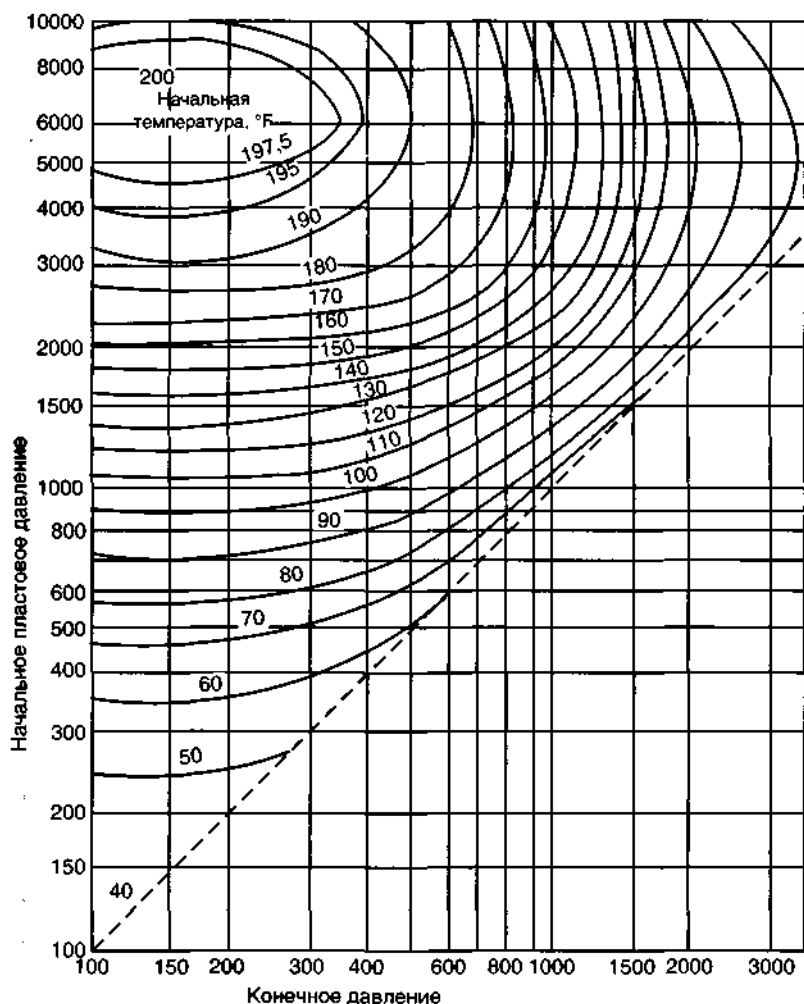


Рис. 3.77. Допустимое снижение давления природного газа с относительной плотностью 0,8, при котором не образуются гидраты (данные предоставлены ассоциацией Gas Processors Suppliers Association — Ассоциацией компаний поставщиков оборудования для обработки газа)

a_i	Значение
a_1	$2,5074400 \times 10^{-3}$
a_2	0,4685200
a_3	$1,2146440 \times 10^{-2}$
a_4	$-4,6761110 \times 10^{-4}$
a_5	0,0720122
a_6	$3,6625000 \times 10^{-4}$
a_7	-0,4850540
a_8	-5,4437600
a_9	$3,8900000 \times 10^{-3}$

Формула 3.6.5 была выведена на основе данных для мазута, летучих масел, газоконденсата и природного газа в температурном диапазоне 32–68 °F [0–20 °C], который соответствует практическим условиям образования жидких углеводородов во время транспортировки пластовых флюидов.

Выражение 3.6.5 можно преобразовать и решить относительно температуры, тогда получим:

$$T = \frac{\ln(6,89476 p_h) - \frac{a_9}{(T_h + a_9)^2} + a_2 F_m + a_3 F_m^2 + a_{10}}{\left[\frac{a_1}{(T_h + a_1)^2} + a_3 F_m + a_4 F_m^2 + a_5 \right]}$$

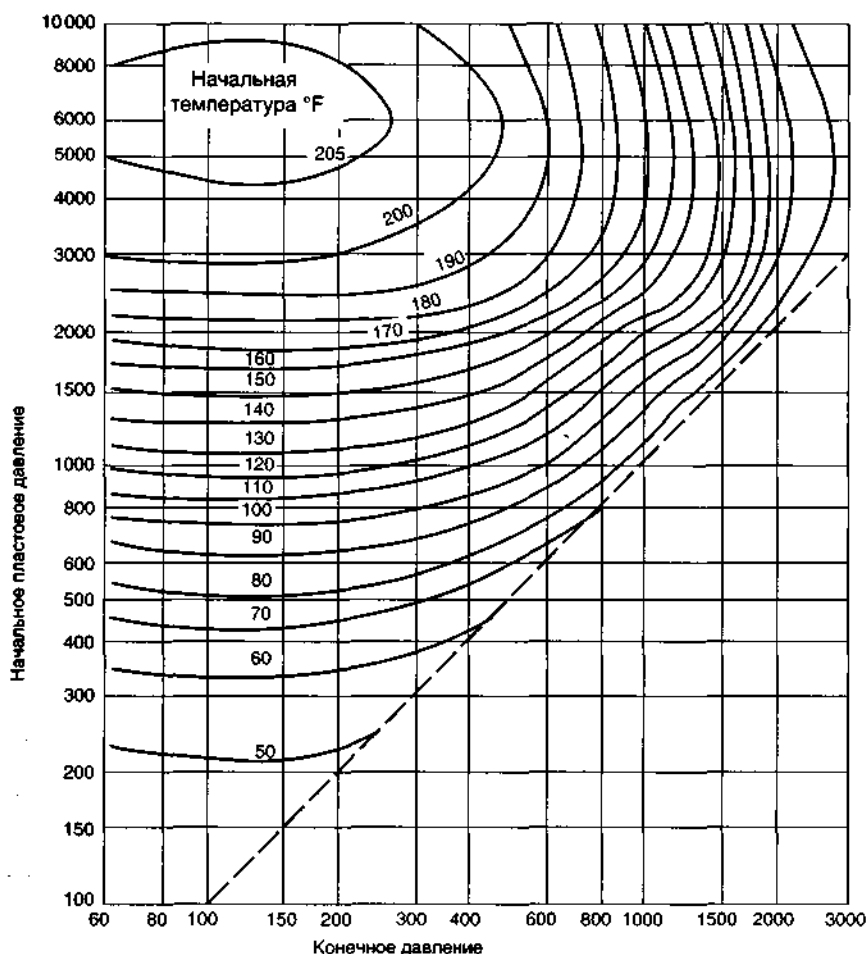


Рис. 3.78. Допустимое снижение давления природного газа с относительной плотностью 0,9, при котором не образуются гидраты (данные предоставлены ассоциацией Gas Processors Suppliers Association — Ассоциацией компаний поставщиков оборудования для обработки газа)

Авторы показали, что N_2 и CO_2 не подчиняются общим зависимостям для углеводородов, которые описываются выражением 3.6.5. Поэтому безотносительно к давлению N_2 и CO_2 в углеводородной системе эти два неуглеводородных компонента были рассмотрены отдельно и для них были получены следующие поправочные коэффициенты:

$$E_{CO_2} = 1,0 + \left[(b_1 F_m + b_2) \frac{y_{CO_2}}{1 - y_{N_2}} \right]; \quad [3.6.6]$$

$$E_{N_2} = 1,0 + \left[(b_3 F_m + b_4) \frac{y_{N_2}}{1 - y_{CO_2}} \right]; \quad [3.6.7]$$

с:

$$b_1 = -2,0943 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^3 + 3,809 \times 10^{-3} \times \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^2 - 2,42 \times 10^{-2} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right) + 0,423; \quad [3.6.8]$$

$$b_2 = 2,3498 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^2 - 2,086 \times 10^{-3} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right) +$$

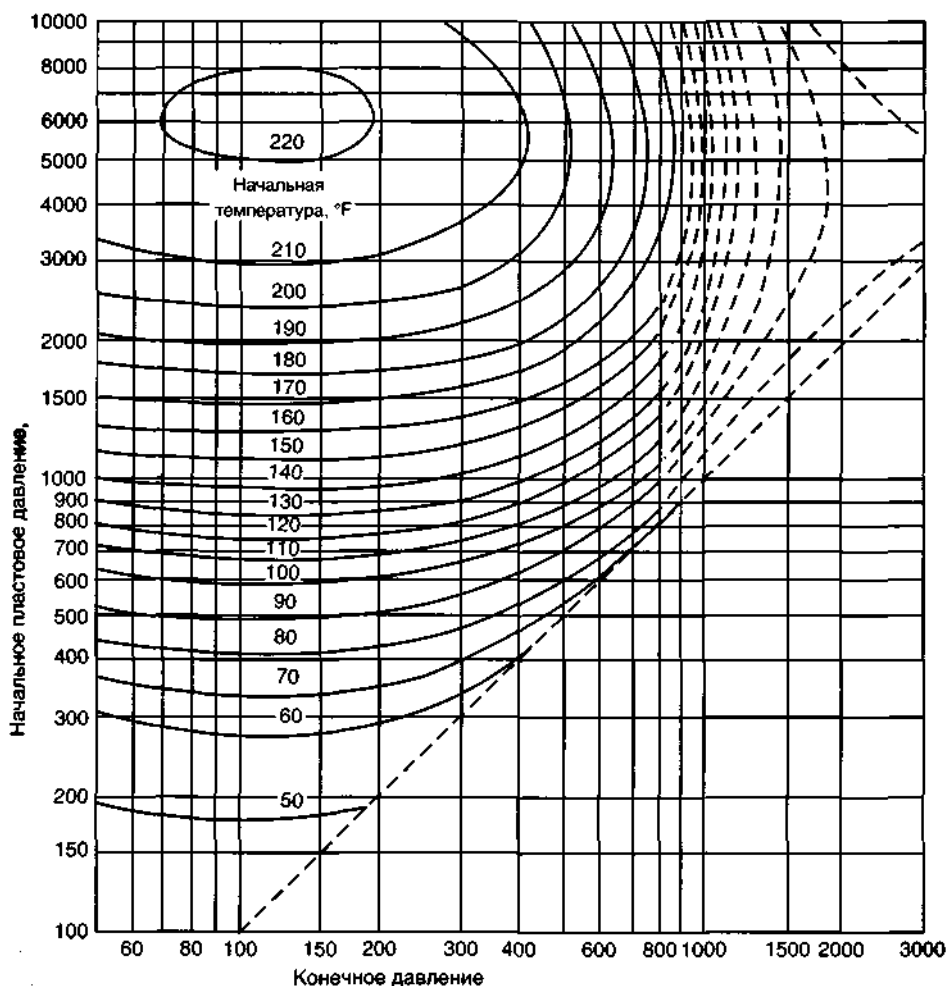


Рис. 3.79. Допустимое снижение давления природного газа с относительной плотностью 1,0, при котором не образуются гидраты (данные предоставлены ассоциацией Gas Processors Suppliers Association — Ассоциацией компаний поставщиков оборудования для обработки газа)

$$+1,63 \times 10^{-2} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right) + 0,650; \quad [3.6.9]$$

$$b_3 = 1,1374 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^3 +$$

$$+2,61 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^2 +$$

$$+1,26 \times 10^{-2} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right) + 1,123; \quad [3.6.10]$$

$$b_1 = 4,335 \times 10^{-5} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^3 -$$

$$-7,7 \times 10^{-5} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right)^2 +$$

$$+4,0 \times 10^{-3} \left(\frac{T}{1,8} - 273,15 \right) + 1,048. \quad [3.6.11]$$

где:

y_{N_2} — мольная доля N_2 ;

y_{CO_2} — мольная доля CO_2 ;

T — температура, $^{\circ}\text{R}$;

F_m — молярное отношение, выраженное формулой 3.6.3.

Общее, т. е. скорректированное, давление диссоциации гидратов P_{corr} описывается следующим выражением:

$$P_{\text{corr}} = P_h E_{N_2} E_{\text{CO}_2} \quad [3.6.12]$$

Чтобы проиллюстрировать эти корреляции, Остергаард (Ostergaard) и соавторы привели следующий пример:

Пример 3.29. Газоконденсатная система имеет следующий состав:

Компонент	y_i (%)	M_i
CO_2	2,38	44,01
N_2	0,58	28,01
C_1	73,95	16,04
C_2	7,51	30,07
C_3	4,08	44,10
$i\text{-C}_4$	0,61	58,12
$n\text{-C}_4$	1,58	58,12
$i\text{-C}_5$	0,50	72,15
$n\text{-C}_5$	0,74	72,15
C_6	0,89	84,00
C_{7+}	7,18	-

Требуется рассчитать давление диссоциации гидратов при температуре 45°F , т. е. 505°R или 7°C .

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем параметры f_h и f_{nh} по формулам 3.6.1 и 3.6.2:

$$f_h = y_{\text{C}_1} + y_{\text{C}_2} + y_{\text{C}_3} + y_{i\text{-C}_4} + y_{n\text{-C}_4} = 73,95 + 7,51 + 4,08 + 0,61 + 1,58 = 87,73\%$$

$$f_{nh} = y_{\text{C}_5} + y_{i\text{-C}_5} + y_{n\text{-C}_5} + y_{\text{C}_6} + y_{\text{C}_{7+}} = 0,5 + 0,74 + 0,89 + 7,18 = 9,31\%$$

Шаг 2. Рассчитаем F_m по формуле 3.6.3:

$$F_m = \frac{f_{nh}}{f_h} = \frac{9,31}{87,73} = 0,1061.$$

Шаг 3. Определим относительную плотность гидратообразующих компонентов путем нормализации их мольной доли, как показано ниже:

$$\gamma_h = \frac{19,598}{28,96} = 0,6766.$$

Шаг 4. Подставив температуру T и расчетные значения F_m и γ_h в формулу 3.6.5, получим:

$$P_h = 236,4$$

Комп- нент	y_i	Нормализо- ванное y_i^*	M_i	$M y_i^*$
C_1	0,7395	0,8429	16,04	13,520
C_2	0,0751	0,0856	30,07	2,574
C_3	0,0408	0,0465	44,10	2,051
$i\text{-C}_4$	0,0061	0,0070	58,12	0,407
$n\text{-C}_4$	0,0158	0,0180	58,12	1,046
	$\Sigma = 0,8773$	$\Sigma = 1,0000$		$\Sigma = 19,5980$

Шаг 5. Рассчитаем константы b_1 и b_2 для CO_2 по формулам 3.6.8 и 3.6.9:

$$b_1 = -2,0943 \times 10^{-4} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^3 + 3,809 \times 10^{-3} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^2 - 2,42 \times 10^{-2} \times \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right) + 0,423 = 0,368;$$

$$b_2 = 2,3498 \times 10^{-4} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^2 - 2,086 \times 10^{-3} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right) + 1,63 \times 10^{-2} \times \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right) + 0,650 = 0,752.$$

Шаг 6. Рассчитаем поправочный коэффициент E_{CO_2} для CO_2 по формуле 3.6.6:

$$E_{\text{CO}_2} = 1,0 + \left[(b_1 F_m + b_2) \frac{y_{\text{CO}_2}}{1 - y_{N_2}} \right] = 1,0 + \left[(0,368 \times 0,1061 + 0,752) \frac{0,0238}{1 - 0,0058} \right] = 1,019.$$

Шаг 7. Введем поправку на N_2 :

$$b_3 = 1,1374 \times 10^{-4} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^3 + 2,61 \times 10^{-3} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^2 + 1,26 \times 10^{-2} \times \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right) + 1,123 = 1,277;$$

$$b_4 = 4,335 \times 10^{-6} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^3 - 7,7 \times 10^{-5} \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right)^2 + 4,0 \times 10^{-3} \times \left(\frac{505}{1,8} - 273,15 \right) + 1,048 = 1,091;$$

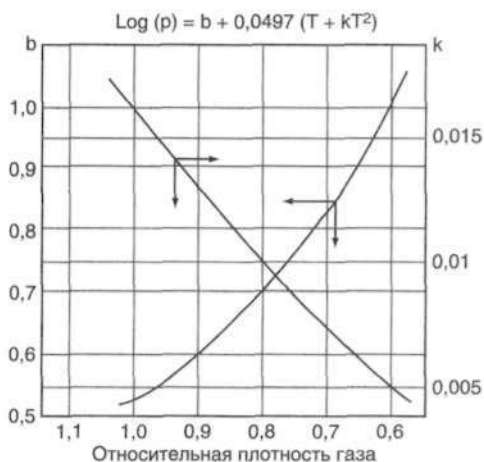


Рис. 3.80 Коэффициенты b и k для формулы 3.6.14

$$E_{N_2} = 1,0 + \left[(b_5 F_m + b_4) \frac{y_{N_2}}{1 - \gamma_{CO_2}} \right] =$$

$$= 1,0 + \left[(1,277 \times 0,1061 + 1,091) \frac{0,0058}{1 - 0,00238} \right] =$$

$$= 1,007.$$

Шаг 8. Рассчитаем общее (скорректированное) давление диссоциации гидратов по формуле 3.6.12:

$$p_{\text{снт}} = p_b E_{N_2} E_{CO_2} =$$

$$= (236,4)(1,019)(1,007) = 243$$

Макогон (Makogon, 1981) вывел аналитическое соотношение для гидратов в терминах давления и температуры как функции от относительной плотности газа. Было предложено следующее выражение:

$$\log(p) = b + 0,0497(T + kT^2), \quad [3.6.13]$$

где:

T — температура, °C;

p — давление, атм.

Коэффициенты b и k выражены графически в виде функции от относительной плотности газа, как показано на рис. 3.80.

Пример 3.30. Найти давление образования гидрата при температуре $T = 40^\circ \text{F}$ [$4,4^\circ \text{C}$] для природного газа с относительной плотностью 0,631 по формуле 3.6.13.

Решение.

Шаг 1. Преобразуем данную температуру из °F в °C:

$$T = (40 - 32) / 1,8 = 4,4^\circ \text{C}.$$

Шаг 2. Определим значения b и k по рис. 3.80:

$$b = 0,91;$$

$$k = 0,006.$$

Шаг 3. Решим уравнение 3.6.13 относительно p :

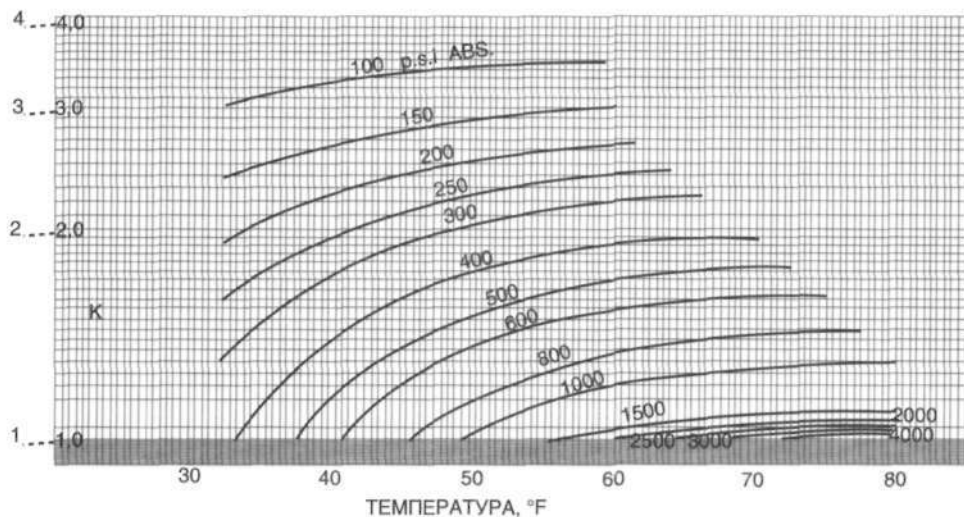


Рис. 3.81. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для метана (по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

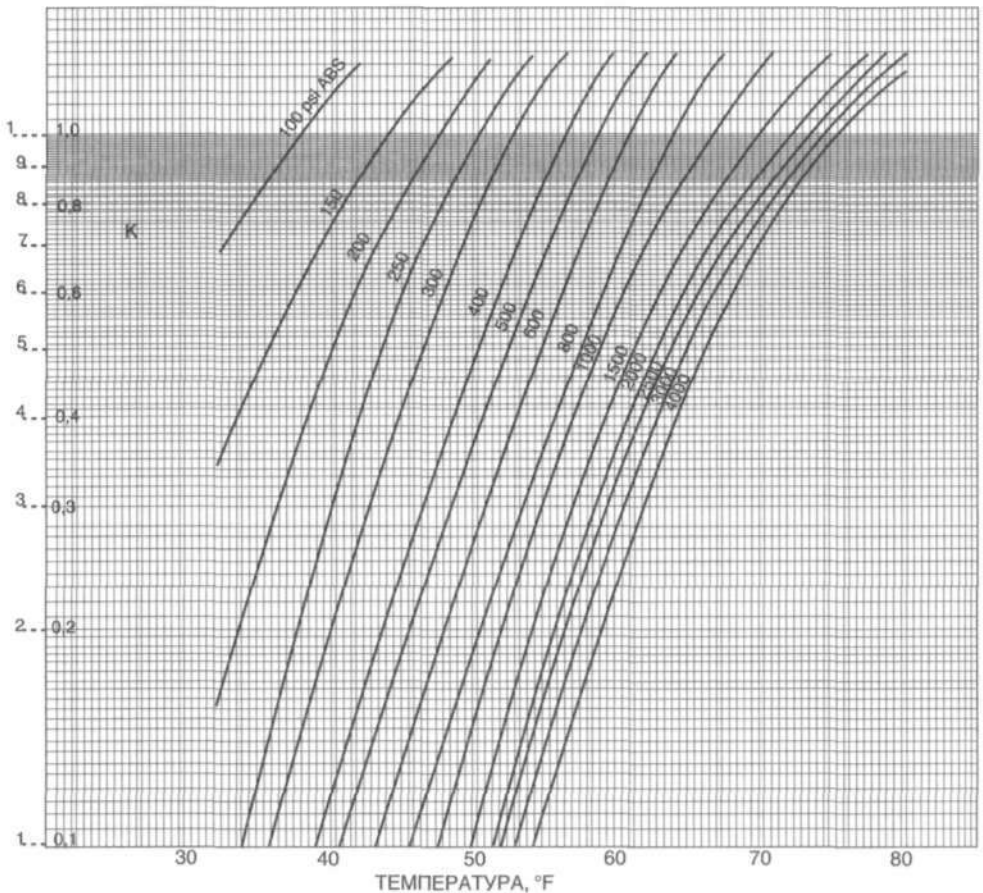


Рис. 3.82. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для этана (по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

$$\begin{aligned} \log(p) &= b + 0,0497(T + kT^2) = \\ &= 0,91 + 0,0497[4,4 + 0,006(4,4)^2] = \\ &= 1,1368; \\ p &= 10^{1,1368} = 13,70 \text{ атм} = 201 \end{aligned}$$

По рис. 3.76 получаем значение 224 пси (абс.) [1,5 МПа] вместо приведенного выше значения 201 пси (абс.) [1,3 МПа].

Карсон и Кац (Carson & Katz, 1942) ввели понятие равновесных соотношений, т. е. значений K , для оценки условий образования гидратов. Они предположили, что гидраты по структуре близки к твердому раствору, а не к смешанным кристаллам, и, соответственно, предположили, что условия образования гидратов можно рассчитать из определяемых эмпирическим методом равновесных соотношений паровой и твердой фаз:

$$K_{i(v-s)} = \frac{y_i}{x_{i(s)}}, \quad [3.6.14]$$

где:

- $K_{i(v-s)}$ — равновесное соотношение компонента i между паровой и твердой фазами;
- y_i — мольная доля компонента i в паровой (газовой) фазе;
- $x_{i(s)}$ — мольная доля компонента i в твердой фазе (гидратное состояние).

Расчет условий образования гидратов в зависимости от давления или температуры осуществляется аналогично расчету точки росы для газовых смесей. В общем случае газ в присутствии безводной фазы образует гидраты при следующих условиях:

$$\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_{(i-v)}} = 1. \quad [3.6.15]$$

Уитсон и Брюле (Whitson и Brule, 2000) показали, что равновесное соотношение паровой и твердой фаз нельзя использовать для расчета параметров мгновенного испарения и определения разделения фаз или равновесных фазовых составов, поскольку $K_{(i-v)}$ зависит от мольной доли «примесного» (негидратообразующего) компонента в твердофазной гидратной смеси.

Карсон и Кац (Carson и Katz, 1942) составили графики значений K для гидратообразующих молекул, включающих углеводороды в диапазоне от метана до бутана, CO_2 и H_2S , как показано на рис. 3.81—3.87. Следует отметить, что $K_{(i-v)}$ для негидратообразующих компонентов принимаются равными бесконечности, т. е. $K_{(i-v)} = \infty$.

Решение уравнения 3.6.15 для гидратообразующих компонентов относительно давления или температуры осуществляется итерационными методами. Процесс включает в себя выбор нескольких значений p или T и расчет равновесных соотношений для каждой выбранной величины до тех пор, пока не будут достигнуты ограничения, накладываемые уравнением 3.6.15, т. е. пока сумма не станет равной 1.

Пример 3.31. Методом равновесного соотношения рассчитать давление образования гидратов p_h при температуре 50 °F [10 °C] для следующей смеси газов:

Компонент	y_i
CO_2	0,002
N_2	0,094
C_1	0,784
C_2	0,060
C_3	0,036
$i\text{-C}_4$	0,005
$n\text{-C}_4$	0,019

Экспериментально полученное давление образования гидратов при температуре 50 °F [10 °C] составляет 325 пси (абс.) [2,2 МПа].

Решение.

Шаг 1. Для простоты выберем два различных значения давления, 300 пси (абс.) [2,0 МПа] и 350 пси (абс.) [2,4 МПа], и рассчитаем для них равновесные соотношения:

Компонент	y_i	При давлении 300 пси (абс.) [2,0 МПа]		При давлении 350 пси (абс.) [2,4 МПа]	
		$K_{(i-v)}$	$y_i/K_{(i-v)}$	$K_{(i-v)}$	$y_i/K_{(i-v)}$
CO_2	0,002	3,0	0,0007	2,300	0,0008
N_2	0,094	∞	0	∞	0
C_1	0,784	2,04	0,3841	1,900	0,4126
C_2	0,060	0,79	0,0759	0,630	0,0952

C_3	0,036	0,113	0,3185	0,086	0,4186
$i\text{-C}_4$	0,005	0,0725	0,0689	0,058	0,0862
$n\text{-C}_4$	0,019	0,21	0,0900	0,210	0,0900
Σ	1,000		0,9381		1,1034

Шаг 2. Выполнив линейную интерполяцию при $\Sigma y_i/K_{(i-v)} = 1$, получим:

$$\frac{350 - 300}{1,1035 - 0,9381} = \frac{p_h - 300}{1,0 - 0,9381}$$

Давление образования гидратов $p_h = 319$ пси (абс.) [2,16 МПа], что хорошо соотносится с экспериментальным значением 325 пси (абс.) [2,2 МПа].

Пример 3.32. Рассчитать температуру образования гидратов при давлении 435 пси (абс.) [2,9 МПа] для газа с относительной плотностью 0,728 и следующим составом:

Компонент	y_i
CO_2	0,04
N_2	0,06
C_1	0,78
C_2	0,06
C_3	0,03
$i\text{-C}_4$	0,01
C_5	0,02

Решение.

Результаты итерационного процесса для расчета температуры образования гидратов приведены в следующей табличной форме:

Компонент	z_i	$T = 59^\circ\text{F}$		$T = 50^\circ\text{F}$		$T = 54^\circ\text{F}$	
		$K_{(i-v)}$	$y_i/K_{(i-v)}$	$K_{(i-v)}$	$y_i/K_{(i-v)}$	$K_{(i-v)}$	$y_i/K_{(i-v)}$
CO_2	0,04	5,00	0,0008	1,700	0,0200	3,000	0,011
N_2	0,06	∞	0	∞	0	∞	0
C_1	0,78	1,80	0,4380	1,650	0,4730	1,740	0,448
C_2	0,06	1,30	0,0460	0,475	0,1260	0,740	0,081
C_3	0,03	0,27	0,1100	0,066	0,4540	0,120	0,250
$i\text{-C}_4$	0,01	0,08	0,1250	0,026	0,3840	0,047	0,213
C_5	0,02	∞	0	∞	0	∞	0
Всего	1,00				1,457		1,003

Гидраты образуются при температуре порядка 54 °F [12 °C].

Для совмещения кривой Слоуна (Sloan, 1984) с графиками Каца-Карсона (Katz-Carson) использовались следующие выражения:

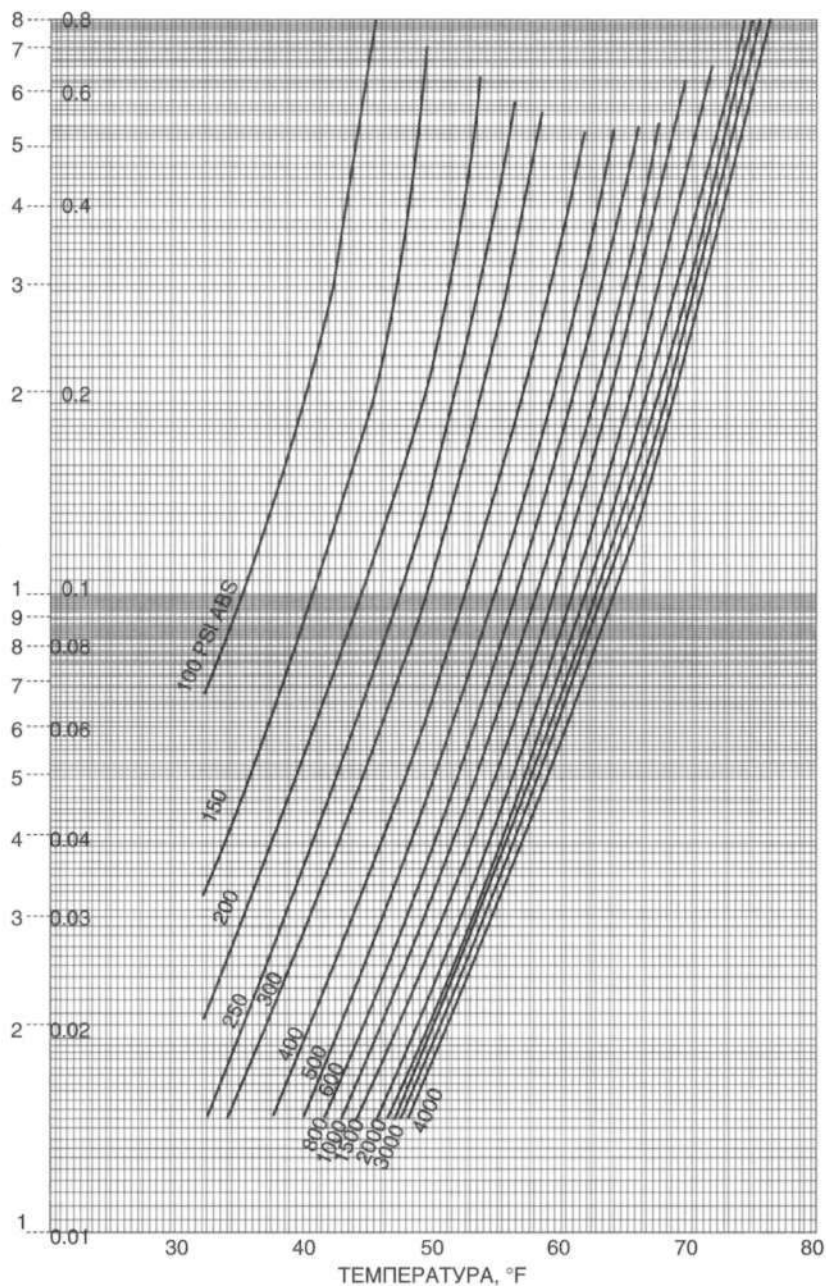


Рис. 3.83. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для пропана (по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

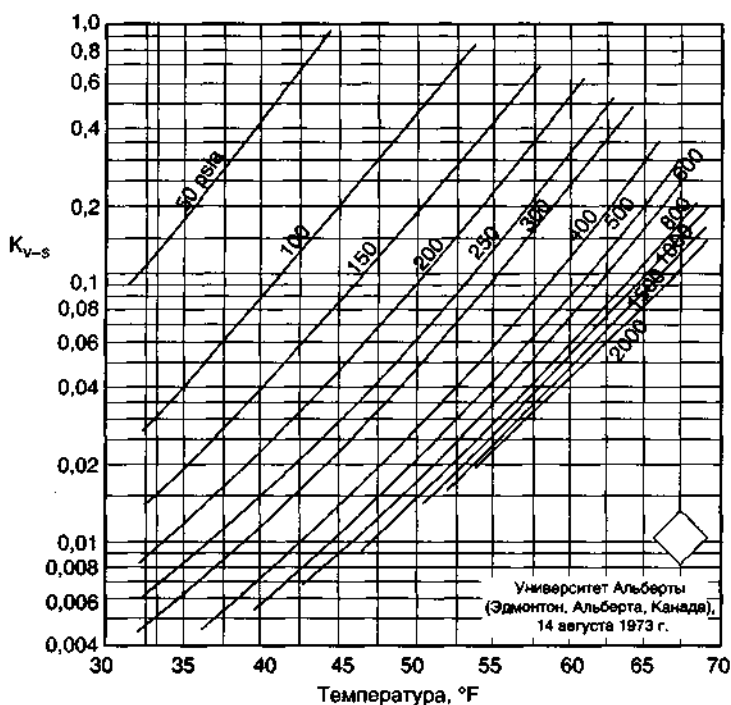


Рис. 3.84. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для *i*-бутана (по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

$$\ln(K_{v-s}) = A_0 + A_1 T + A_2 p + \frac{A_3}{T} + \frac{A_4}{p} + A_5 p T + A_6 T^2 + A_7 p^2 + A_8 \left(\frac{p}{T}\right) + A_9 \ln\left(\frac{p}{T}\right) + \frac{A_{10}}{p^2} + A_{11} \left(\frac{T}{p}\right) + A_{12} \left(\frac{T^2}{p}\right) + A_{13} \left(\frac{p}{T^2}\right) + A_{14} \left(\frac{T}{p^3}\right) + A_{15} T^3 + A_{16} \left(\frac{p^3}{T^2}\right) + A_{17} T^4,$$

где:

T — температура, °F;
 p — давление, пси (абс.).

Коэффициенты $A_0 - A_{17}$ приведены в табл. 3.2.

Пример 3.33. Решить задачу, приведенную в примере 3.32, с помощью формулы 3.6.13.

Решение.

Шаг 1. Преобразуем данное значение давления из пси (абс.), в атмосферы:

$$p = 435/14.7 = 29.6.$$

Шаг 2. Используя рис. 3.82, определим коэффициенты b и k для заданной относительной плотности газа, т. е. 0,728:

$$b = 0,8;$$

$$k = 0,0077.$$

Шаг 3. Применив формулу 3.6.13, получим:

$$\log(p) = b + 0,0497(T + kT^2);$$

$$\log(29,6) = 0,8 + 0,0497(T + 0,0077T^2);$$

$$0,000383T^2 + 0,0497T - 0,6713 = 0.$$

Применив формулу определения корней квадратного уравнения, получим:

$$T = \frac{-0,497 + \sqrt{(0,0497)^2 - (4)(0,000383)(-0,6713)}}{(2)(0,000383)}$$

$$= 12,33^\circ\text{C},$$

или:

$$T = (1,8)(12,33) + 32 = 54,2^\circ\text{F}.$$

3.6.2. Образование гидратов под землей

Одна из теорий образования гидратов гласит, что внедрение молекул газа в кристаллическую структуру воды приводит к образованию гидратов при температурах, превышающих

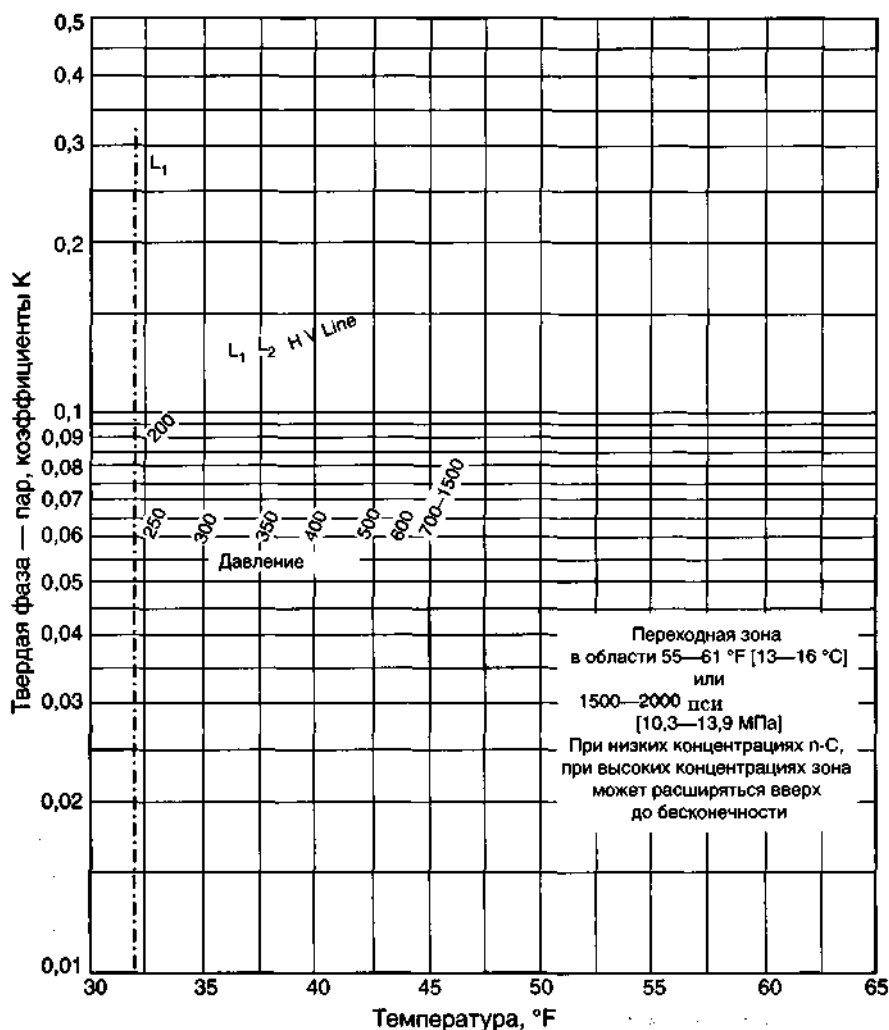


Рис. 3.85. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для n-бутана
(по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

точку заморозания воды. В общем случае наличие в газе этана, пропана и бутана приводит к увеличению температуры образования гидратов по отношению к «чистому» метану. Например, содержание пропана в количестве 1% увеличивает температуру образования гидратов с 41 до 49 °F [с 5 до 9,5 °C] при давлении 600 пси (абс.) [4,2 МПа]. Также образованию гидратов в значительной степени способствует присутствие сероводорода и диоксида углерода, тогда как N_2 и C_2 не оказывают на этот процесс заметного влияния. Такие напоминающие лед твердые смеси природного газа и воды были обнаружены в глубоководных залежах, расположенных вдоль континентальных границ

Америки, а также в Арктических бассейнах в условиях вечной мерзлоты. Вечная мерзлота существует там, где средняя температура воздуха не превышает 32 °F [0 °C]. Мюллер (Muller, 1947) предположил, что снижение температуры земли произошло во времена раннего плейстоцена, «скорее всего, миллион лет назад». Если содержащийся в залежи природный газ охлаждать в условиях высокого давления в присутствии свободной воды, гидраты образуются еще до достижения точки заморозания воды. Если дальнейшее снижение температуры приведет к созданию условий вечной мерзлоты, гидраты сохраняются в течение неограниченного времени. В холодных

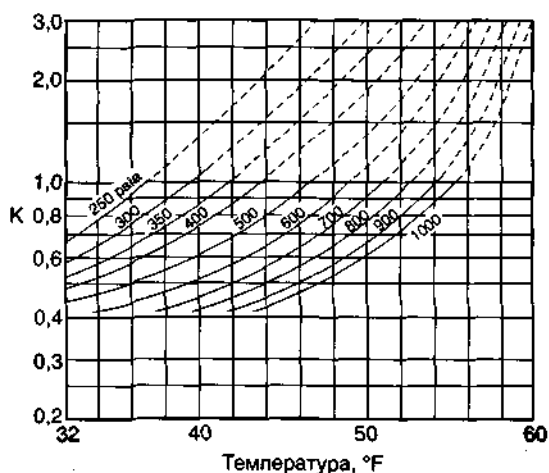


Рис. 3.86. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для CO_2 (по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

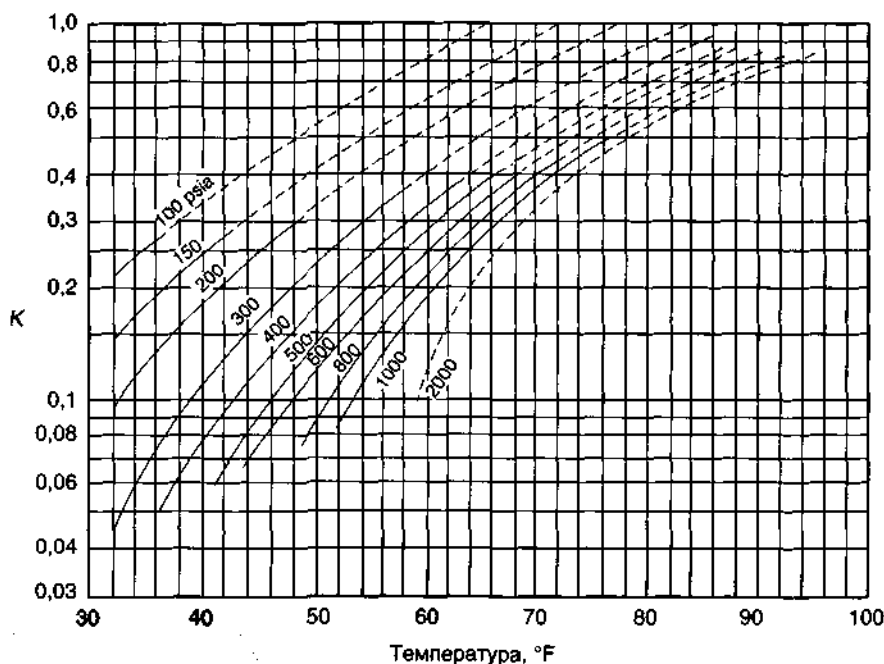


Рис. 3.87. Константа равновесия между паровой и твердой фазами для H_2S (по: Carson & Katz, 1942, данные предоставлены SPE-AIME)

климатических зонах (таких как Аляска, северная часть Канады и Сибирь), а также в глубоководных океанических залежах создаются благоприятные условия для образования газогидратов.

Для стабильного существования газогидратов на определенной глубине очень важно, чтобы температура на этой глубине была ниже температуры образования гидратов для конкретного давления и состава газа. Толщину

Таблица 3.2. Значения коэффициентов $A_0 - A_{17}$ в уравнении Слоуна

Компонент	A_0	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5
CH_4	1,63636	0,0	0,0	31,6621	-49,3534	$5,31 \times 10^{-4}$
C_2H_6	6,41934	0,0	0,0	-290,283	2629,10	0,0
C_3H_8	-7,8499	0,0	0,0	47,056	0,0	$-1,17 \times 10^{-6}$
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	-2,17137	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	-37,211	0,86564	0,0	732,20	0,0	0,0
N_2	1,78857	0,0	-0,001356	-6,187	0,0	0,0
CO_2	9,0242	0,0	0,0	-207,033	0,0	$4,66 \times 10^{-5}$
H_2S	-4,7071	0,06192	0,0	82,627	0,0	$-7,39 \times 10^{-6}$
	A_6	A_7	A_8	A_9	A_{10}	A_{11}
CH_4	0,0	0,0	0,128525	-0,78338	0,0	0,0
C_2H_6	0,0	$9,0 \times 10^{-6}$	0,129759	-1,19703	$-8,46 \times 10^4$	-71,0352
C_3H_8	$7,145 \times 10^{-4}$	0,0	0,0	0,12348	$1,669 \times 10^4$	0,0
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$1,251 \times 10^{-3}$	$1,0 \times 10^{-8}$	0,166097	-2,75945	0,0	0,0
$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,0	$9,37 \times 10^{-6}$	-1,07657	0,0	0,0	-66,221
N_2	0,0	$2,5 \times 10^{-7}$	0,0	0,0	0,0	0,0
CO_2	$-6,992 \times 10^{-3}$	$2,89 \times 10^{-6}$	$-6,223 \times 10^{-3}$	0,0	0,0	0,0
H_2S	0,0	0,0	0,240869	-0,64405	0,0	0,0
	A_{12}	A_{13}	A_{14}	A_{15}	A_{16}	A_{17}
CH_4	0,0	-5,3569	0,0	$-2,3 \times 10^{-7}$	$-2,0 \times 10^{-9}$	0,0
C_2H_6	0,596404	-4,7437	$7,82 \times 10^4$	0,0	0,0	0,0
C_3H_8	0,23319	0,0	$-4,48 \times 10^4$	$5,5 \times 10^{-6}$	0,0	0,0
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,0	0,0	$-8,84 \times 10^2$	0,0	$-5,7 \times 10^{-7}$	$-1,0 \times 10^{-8}$
$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,0	0,0	$9,17 \times 10^5$	0,0	$4,98 \times 10^{-6}$	$-1,26 \times 10^{-6}$
N_2	0,0	0,0	$5,87 \times 10^5$	0,0	$1,0 \times 10^{-6}$	$1,1 \times 10^{-7}$
CO_2	0,27098	0,0	0,0	$8,82 \times 10^{-5}$	$2,55 \times 10^{-6}$	0,0
H_2S	0,0	-12,704	0,0	$-1,3 \times 10^{-6}$	0,0	0,0

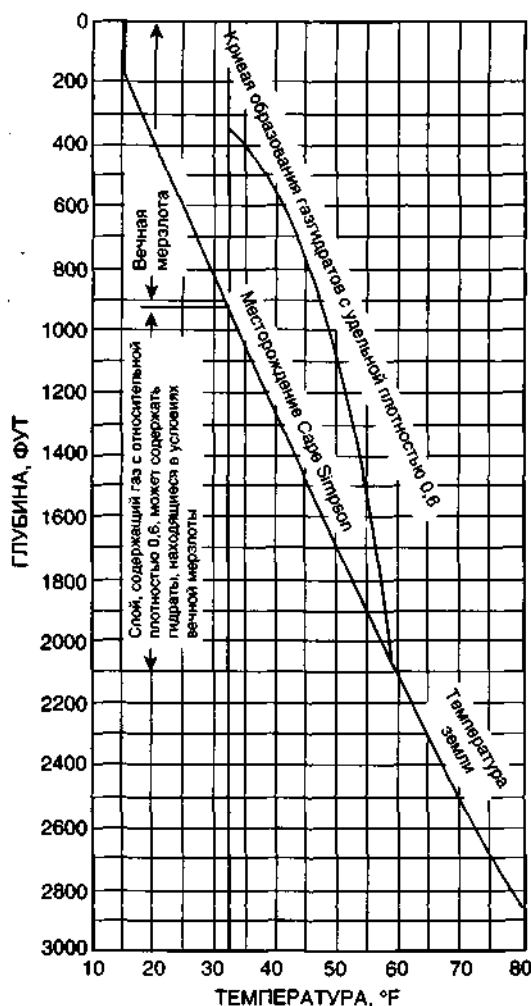


Рис. 3.88. Метод определения толщины гидратного слоя
(разрешение на копирование предоставлено SPE, © SPE 1971)

зоны потенциального образования гидратов важно учитывать при буровых работах, поскольку прохождение через гидраты требует особых мер предосторожности. Также очень важно определить области, в которых гидратные слои могут оказаться достаточно большой толщины и затруднить оценку характеристик добычи газа. Однако наличие условий, при которых гидраты устойчивы, не означает обязательного существования гидратов, а всего лишь указывает на такую возможность. Если в зоне устойчивости гидратов имеются газ и вода, тогда они обязательно образуют газогидраты.

Рассмотрим кривую распределения температуры земли для месторождения Cape Simpson

(Аляска), показанную на рис. 3.88. Данные, полученные методом опробования с испытателем пласта (DST) и повторных опробований пласта (RFT), показали, что градиент давления составил 0,435 пси/фут. Если принять, что относительная плотность газа составляет 0,6, и определить давление и температуру образования гидратов по рис. 3.74, можно преобразовать кривую образования гидратов p - T в график температуры от глубины, разделив значения давления на 0,435, как это сделал Кац (Katz, 1971) на рис. 3.88. Эти две кривые пересекаются в точке, соответствующей глубине 2100 фут [640 м]. Кац показал, что на месторождении Cape Simpson вода может принять состояние льда на глубинах ниже 900 фут [274

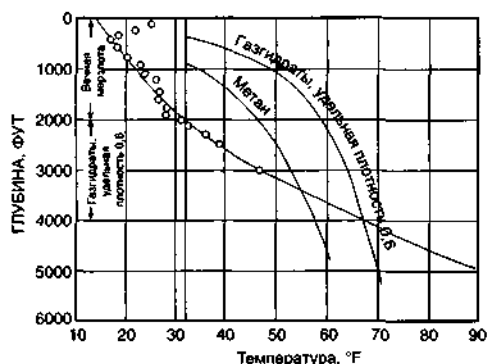


Рис. 3.89. Толщина гидратной зоны для градиента температуры, определенного на месторождении Prudhoe Bay (разрешение на копирование предоставлено SPE, © SPE 1971)

м], а гидраты для газа с относительной плотностью 0,6 могут образовываться на глубинах от 900 фут [274 м] до 2100 фут [640 м].

Используя график температуры от глубины, полученный для месторождения Prudhoe Bay и показанный на рис. 3.89, Кац (Katz, 1971) рассчитал, что зона образования гидратов для этого месторождения при относительной плотности газа 0,6 может располагаться на глубинах между 2000 и 4000 фут [610 и 1220 м]. Как писали Годбоул (Godbole) и соавт. (1988), первые подтвержденные данные о наличии газогидратов на Аляске относятся к 15 марта 1972 г.,

когда компании Arco и Exxon с помощью герметизированных керноприемников получили образцы кернов, содержащие газогидраты, с глубин 1893—2546 фут [577—776 м] из скважины Northwest Eileen 2 на месторождении Prudhoe Bay.

Исследования, проведенные Холдером (Holder) и соавт. (1987) и Годбоулом (Godbole) и соавт. (1988), на наличие гидратов природного газа в залежах на Арктической низменности (Arctic North Slope, Аляска) и в океанических залежах позволили составить перечень предполагаемых факторов, влияющих на глубину и толщину зон образования гидратов природного газа в этом регионе и на их стабильность:

- геотермический градиент;
- градиент давления;
- состав газа;
- толщина вечной мерзлоты;
- температура на дне океана;
- среднегодовая температура на поверхности;
- минерализация воды.

Для добычи газа в форме гидратов предложены различные методики, которые требуют подвода тепла для расплавления гидратов или снижения давления над гидратами для высвобождения газа. Эти методики перечислены ниже:

- закачка в пласт пара;
- закачка в пласт горячего рассола;
- внутрипластовое горение;
- ввод в пласт химических реагентов;
- снижение давления.

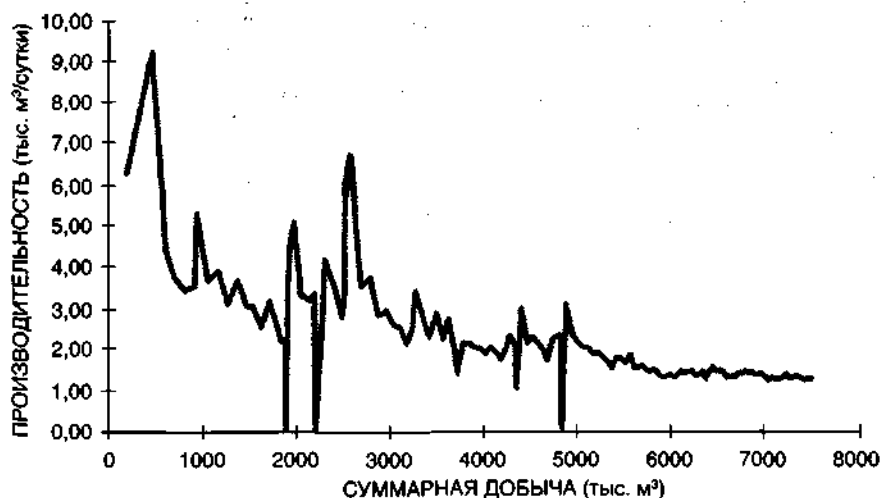


Рис. 3.90. Фактические показатели разработки при параметрах, характерных для типичного участка на месторождении Medicine Hat (разрешение на копирование предоставлено SPE, © SPE 1995)

Холдер и Энжи (Holder и Anger, 1982) предположили, что снижение давления приводит к дестабилизации гидратов.

При диссоциации гидраты поглощают тепло из окружающей пластовой структуры. Диссоциация гидратов протекает, пока в ее процессе выделяется достаточное количество газа для повышения пластового давления до равновесного давления гидратообразования при новой температуре, которая ниже начальной. Таким образом, между гидратами (акцептором) и окружающей средой (источником) формируется температурный градиент, в результате чего к гидратам поступает теплота. При этом скорость диссоциации гидратов регулируется скоростью теплопритока из окружающей среды или из окружающей породы.

Для организации добычи газа из гидратов требуется ответить на множество вопросов. Например:

- Необходимо знать форму существования гидратов в залежи. Гидраты могут быть различных типов (только гидраты, гидраты с избытком воды или избытком льда, в сочетании со свободным газом или нефтью) и могут существовать в различных формах (массивные, слоистые, рассеянные или зернистые). В каждом случае способ добычи и экономические показатели определяются отдельно.
- Насыщенность гидратов в залежи.
- При добыче газа может возникнуть ряд проблем, таких как закупорка пор льдом или блокировка ствола скважины, вызванная повторным образованием гидратов в процессе течения газа через добывающую скважину.
- Экономическое обоснование проекта является, возможно, наиболее значимым фактором для успешной добычи газа из подземных залежей гидратов.

Безотносительно к рассмотренным выше проблемам, подземные залежи гидратов обладают рядом особенностей в сравнении с прочими нетрадиционными источниками газа, которые повышают их значимость как потенциальных энергетических ресурсов и повышают вероятность их активного извлечения в будущем. К ним относятся более высокая концентрация газа в гидратном состоянии, существование огромных месторождений гидратов и их широкая распространенность по всему миру.

3.7. Мелкозалегающие газовые залежи

Точное определение запасов в мелкозалегающих газовых залежах с низкой проницаемостью связано с рядом характерных сложностей. Низкая проницаемость пласта и, как правило, невысокая точность полученных значений давления обуславливает неточность результатов традиционных методик анализа, таких как анализ падения добычи и анализ материального баланса. Низкие проницаемости приводят

к затягиванию переходных периодов, которые не отделяются на ранней стадии исследования от кривой падения добычи, как в обычных случаях, что снижает достоверность при выборе надлежащих характеристик падения и оказывает существенное влияние на коэффициенты извлечения и оставшиеся запасы. В превосходной работе Веста и Кохрана (West и Cochrane, 1994), выбрав в качестве примера залежей таких типов месторождение Medicine Hat в западной Канаде, разработали методику оценки запасов газа и возможного уплотнения сетки скважин, получившую название расширенной методики материального баланса.

Месторождение Medicine Hat представляет собой мелкозалегающую газовую залежь с низкой проницаемостью, где добыча осуществляется из слоистых песчаников с проницаемостью менее 0,1 мД. Именно эта основная характеристика указанных залежей принципиальным образом влияет на результаты традиционного анализа падения добычи. Ввиду низкой проницаемости и частично ввиду последствий совместной добычи из многопластовой залежи скважины характеризуются длительными переходными периодами, предшествующими псевдостационарным режимам течения, которым соответствует падение добычи. Одним из основных допущений, которым часто пренебрегают при анализе падения добычи, является обязательное достижение псевдостационарного состояния. Начальный участок кривой добычи в переходном (нестационарном) режиме из скважины или группы скважин не отражает долгосрочное падение добычи из скважины. Зачастую оказывается довольно сложно отличить переходный режим добычи от псевдостационарного, что может привести к ошибкам в определении характеристик падения добычи (экспоненциальной, гиперболической или гармонической) из скважины. На рис. 3.90 приведены фактические показатели разработки для скважины, расположенной на мелкозалегающей газовой залежи с низкой проницаемостью, и показаны сложности в выборе надлежащего участка падения добычи. Другой особенностью мелкозалегающих газовых залежей с низкой проницаемостью, влияющей на результаты традиционного анализа падения добычи, является то, что обязательное в таком случае допущение о постоянных пластовых условиях не соблюдается ввиду падения давления, изменения стратегий разработки, меняющихся параметров разработки и нарушения технологического режима.

Мелкозалегающие газовые залежи с низкой проницаемостью также плохо описываются методом материального баланса. Это связано с тем, что полученные данные о давлении ограничены, низкого качества и нерепрезентативны для большинства скважин. Поскольку риск бурения непродуктивных скважин низок, а испытания методом опробования с испытателем пласта (DST) при разработке мелкозалегаю-

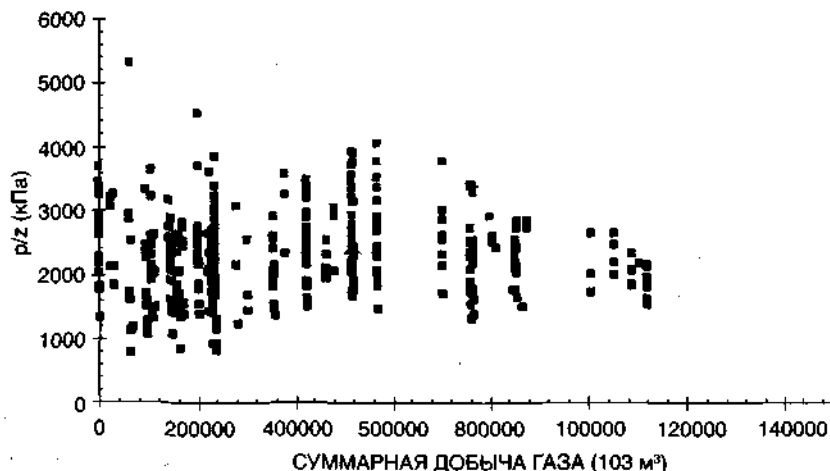


Рис. 3.91. Разброс данных давления для типичного участка на месторождении Medicine Hat (разрешение на копирование предоставлено SPE, © SPE 1995)

щих газовых коллекторов нерентабельны, объем данных DST очень ограничен. Пластовые давления измеряются только на указанных ответственных лицах «контрольных» скважинах, которые составляют лишь 5% от общего числа скважин. В мелкозалегающих газовых коллекторах добыча обычно осуществляется совместно из нескольких слоев, что способствует некоторому выравниванию давления. К сожалению, в контрольных скважинах пласты отделены друг от друга НКТ и пакерами и, следовательно, данные о давлении в контрольных скважинах не являются показательными для большинства скважин, добывающих газ из нескольких горизонтов. Кроме того, мониторинг давления осуществляется крайне непоследовательно. Использование несогласующихся между собой точек измерения (на забое или устье), различные значения времени остановки на замер и виды исследований (например, методов восстановления давления и установившихся отборов) существенно затруднили количественный анализ давления. Как показано на рис. 3.91, эти проблемы привели к разбросу данных, что крайне осложнило применение метода материального баланса.

На мелкозалегающем месторождении Medicine Hat, как правило, используются обсаженные и перфорированные скважины после ГРП, добывающие из одного, двух или трех пластов, поскольку права владения изменяются не только между отдельными участками, но и между пластами. Эксплуатация пластов Milk River и Medicine Hat обычно осуществляется совместно. Исторически пласт Second White Specks был отделен от первых двух пластов, но недавно была достигнута договоренность о совместной добыче из всех трех пластов. Плот-

ность сетки скважин для мелкозалегающих коллекторов обычно составляет две—четыре скважины на участок.

В результате низкой проницаемости пластов и низкого давления производительность также очень низкая. Начальные дебиты редко превышают 700 тыс. ст. фут³/сут.

Текущая средняя добыча из трех пластов приблизительно составляет 50 тыс. ст. куб. фут/сутки. На месторождении Milk River в южной Альберте и Саскачеване, расчетные запасы газа которого составляют 5,3 трлн ст. фут³, добычу осуществляют примерно 24000 скважин. Вест и Кохран (West и Cochrane, 1994) разработали итерационную методику, получившую название «расширенный материальный баланс» (ЕМВ) и позволившую определить запасы газа в 2300 скважинах на месторождении Medicine Hat.

Методика расширенного материального баланса представляет собой итерационный процесс для получения надлежащей линии p/Z от G для залежи с недостоверными данными давления. В ней объединены уравнение истощения замкнутой залежи и уравнение притока газа к скважине. Уравнение притока газа для случая радиальной фильтрации представляет соотношение между перепадом давления на забое скважины и дебитом газа из скважины:

$$Q_i = C(p_i^2 - p_w^2) \Gamma_i \quad [3.7.1]$$

В связи с очень низкими дебитами скважин, расположенных в мелкозалегающем коллекторе Medicine Hat, для них характерен ламинарный режим течения, который описывается показателем $n=1$. Коэффициент C в выражении 3.7.1 рассчитывается с использованием либо

фиксированных (не изменяющихся со временем) пластовых параметров (kh , r_w , r_e и T), либо параметров, зависящих от давления, температуры и состава газа, т. е. μ , и Z . Коэффициент продуктивности C определяется по следующей формуле:

$$C = \frac{kh}{1422T\mu_p Z [\ln(r_e/r_w) - 0.5]} \quad [3.7.2]$$

Из-за низкого начального пластового давления в мелкозалегающих пластах разности между начальным давлением и давлением забрасывания незначительны, поэтому изменение зависящих от давления параметров можно считать пренебрежимо малым. Для мелкозалегающей газовой залежи Medicine Hat коэффициент C можно считать постоянным в течение всего срока ее эксплуатации. С учетом упрощений для мелкозалегающей газовой залежи уравнение притока газа к скважине примет следующий вид:

$$Q_s = C[p_i^2 - p_w^2] \quad [3.7.3]$$

Зная сумму текущих значений дебита в различные моменты времени, можно вывести соотношение между G_p и пластовым давлением, аналогичное уравнению материального баланса, МВЕ. Метод расширенного материального баланса основан на итерационном процессе с использованием этого общего соотношения, в котором неизвестными являются пластовое давление p и коэффициент продуктивности C , и позволяет получить истинную зависимость p/Z и G_p из которого затем определяется константа C в заданный момент времени. Предлагаемый итерационный метод включает в себя следующие шаги:

Шаг 1. Чтобы не выполнять расчет запасов

для каждой из 2300 скважин, Вест и Кохран (West and Cochrane, 1995) сгруппировали скважины по пласту и дате добычи. Авторы проверили это упрощение на тестовой группе и убедились, что запасы, рассчитанные для группы скважин, совпали с суммой запасов, рассчитанных для отдельных скважин. Такие группы формировались для каждого из 10 участков, а результаты анализа по группам в совокупности позволили составить прогноз добычи для каждого участка. Для более точной оценки характеристик падения добычи из залежи дебиты были нормализованы по изменению забойного гидродинамического давления (ВНГД).

Шаг 2. Зная относительную плотность газа и пластовую температуру, они рассчитали коэффициент сжимаемости газа Z как функцию от давления и построили график p/Z от p в декартовых координатах.

Шаг 3. Были выполнены начальные расчеты изменения p/Z с G_p подстановкой ориентировочных значений начального давления p_i и углового коэффициента m в формулу 3.3.10:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - [m]G_p,$$

при этом угловой коэффициент m выражался формулой:

$$m = \left(\frac{p}{Z_i} \right) \frac{1}{G_p}.$$

Шаг 4. Для участка определялась зависимость отношения p/Z от времени с даты начала добычи путем простой подстановки фактической суммарной добычи G_p в уравнение материального баланса с расчетными значениями углового коэффициента m и давления p_i , поскольку зависимость фактической суммарной

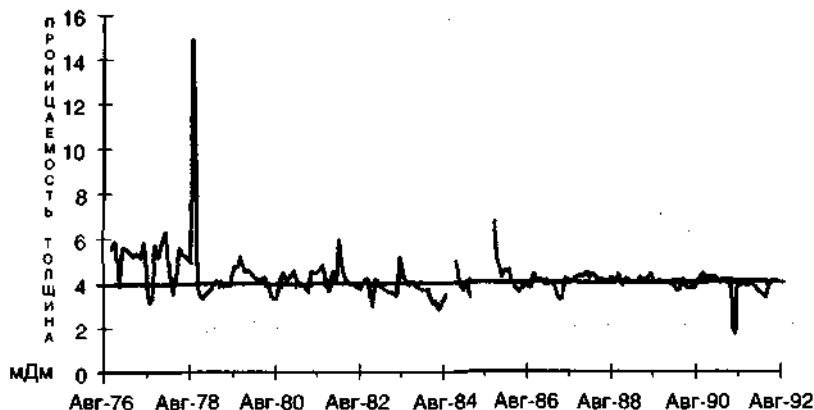


Рис. 3.92. Пример успешного решения расширенного уравнения материального баланса: пологий график kh (разрешение на копирование предоставлено SPE, © SPE 1995)

добычи Q_p от времени была известна. Теперь можно было определить зависимость *пластового давления* p от времени с помощью графика p/Z от p , построенного в шаге 2.

Шаг 5. Зная фактические значения дебитов Q_p и забойного гидродинамического давления p_{wf} для каждого интервала продолжительностью месяц и имея расчетные значения *пластового давления* p из шага 3, авторы рассчитали коэффициент C для каждого временного интервала по формуле 3.7.3:

$$C = \frac{Q_p}{p^2 - p_{wf}^2}$$

Шаг 6. Был построен график C от времени. Если C не является константой (т. е. график не представляет собой горизонтальную линию), выбирается новая зависимость p/Z от G_p и повторяется процедура с шага 3 по шаг 5.

Шаг 7. Получение решения, при котором параметр C является константой, свидетельствует о выводе характерного соотношения для p/Z , которое можно использовать для определения запасов.

При использовании метода расширенного материального баланса (ЕМВ) применительно к мелкозалегающему газовому коллектору Medicine Hat были сданы следующие основные допущения: (1) газовая залежь при разработке ведет себя как замкнутая (т. е. отсутствует водоприток) и (2) все скважины ведут себя как некая усредненная скважина и характеризуются одинаковыми значениями коэффициента продуктивности и забойного гидродинамического давления. Эти допущения вполне обоснованы, принимая во внимание число скважин на участке, однородность породы и наблюдаемые кривые производительностей скважин.

Вест и Кохран (West и Cochrane) отмечают, что при расчетах методом ЕМВ скважины на каждом участке разбивались на группы в соответствии с продуктивными интервалами, что позволило соотнести фактическую добычу из скважин с имеющимся профилем изменения *пластового давления*. При расчете коэффициента C описанным выше способом сначала определялось значение общего коэффициента C на основе суммарной добычи группы, которое затем делилось на число скважин, добывающих в течение указанного временного интервала, с получением среднего значения C . Далее это среднее значение C использовалось для расчета среднего произведения проницаемости на толщину kh , которое сравнивалось с фактическим значением kh , полученным в результате анализа кривой восстановления *давления* по формуле:

$$kh = 1422T\mu_z[\ln(r_e/r_w) - 0.5]C.$$

Именно поэтому в данной методике строится график kh от времени вместо графика C от вре-

мени. На рис. 3.92 показан пологий график kh от времени, что свидетельствует о получении правильного соотношения p/Z от G_p .

Задачи

1. Замкнутая газовая залежь характеризуется следующими свойствами:

- Начальная *пластовая температура*, $T = 155^\circ\text{F}$ [68°C].
- Начальное *пластовое давление*, $p_i = 3500$ пси (абс.) [24,1 МПа].
- Относительная плотность газа, $\gamma_g = 0,65$ (для воздуха = 1).
- Толщина пласта, $h = 20$ фут [6,1 м].
- Пористость пласта, $\phi = 10\%$.
- Начальная водонасыщенность, $S_{wi} = 25\%$.

После добычи 300 млн ст. фут³ газа *пластовое давление* упало до 2500 пси (абс.) [17,2 МПа]. Рассчитать площадь залежи продуктивного пласта.

2. Для залежи природного газа получены следующие значения *давлений* и суммарной добычи*

p (пси (абс.))	Z	G_p (млрд ст. фут ³)
2080	0,759	0
1885	0,767	6,873
1620	0,787	14,002
1205	0,828	23,687
888	0,866	31,009
645	0,900	36,207

- a) Рассчитать геологические запасы газа.
- b) Рассчитать извлекаемые запасы, если *давление* забрасывания составляет 500 пси (абс.) [3,4 МПа]. Принять $z = 1,00$.
- в) Определить коэффициент извлечения, если *давление* забрасывания составляет 500 пси (абс.) [3,4 МПа].

3. В газовом месторождении с водонапорным режимом за 10 месяцев *давление* упало с 3000 до 2000 пси (абс.) [с 20,7 до 13,9 МПа]. На основе следующих сведений о добыче восстановите предыдущую динамику добычи и рассчитайте начальные запасы углеводородного газа в залежи. Для рассматриваемого диапазона *пластовых давлений* принять $z = 0,8$ и $T = 140^\circ\text{F}$ [60°C].

Данные ^a						
t , месяцы	0	2,5	5,0	7,5	10,0	
p (пси (абс.))	3000	2750	2500	2250	2000	
G_p , млн ст. фут ³	0	97,6	218,9	355,4	500,0	

* Chi Ikoku, *Natural Gas Reservoir Engineering* (Разработка месторождений природного газа), John Wiley & Sons, 1984.

4. За время добычи из газовой залежи 600 млн ст. фут³ газа с относительной плотностью 0,62 пластовое давление упало с 3600 до 2600 пси (абс.) [с 24,8 до 18,0 МПа]. Пластовая температура равна 140 °F [60 °C]. Рассчитать:

- начальные геологические запасы газа;
- оставшиеся запасы при давлении забрасывания 500 пси [3,4 МПа];
- конечную добычу газа на момент забрасывания.

5. Газовая залежь с водонапорным режимом характеризуется следующими свойствами:

Суммарный объем = 100 000 акрофут.

Относительная плотность газа = 0,6.

Пористость = 15 %

$S_{wi} = 25 \%$.

$T = 140^\circ \text{F}$.

$P_i = 3500$ пси.

За время добычи из газовой залежи 30 млрд ст. фут³ газа в условиях нулевой обводненности продукции пластовое давление упало до 3000 пси (абс.) [20,7 МПа]. Рассчитаем суммарный приток воды.

6. Ниже приведены данные, полученные на месторождении Mobil-David:

$G = 70$ млрд. ст. фут³;

$p_i = 9507$ пси;

$f = 24\%$; $fSwi = 35\%$;

$c_w = 401 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;

$c_g = 3,4 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;

$\gamma_g = 0,74$;

$T = 266^\circ \text{F}$.

Для данной замкнутой газовой залежи с аномально высоким давлением рассчитать и построить график суммарной добычи газа от давления.

7. Газовая скважина осуществляет добычу при постоянном забойном гидродинамическом давлении 1000 пси [6,9 МПа]. Относительная плотность добываемого газа составляет 0,65. Дано:

$p_i = 1500$ пси;

$r_w = 0,33$ фут;

$r_e = 1000$ фут;

$k = 20$ мД;

$h = 20$ фут;

$T = 140^\circ \text{F}$;

$s = 0,40$.

Рассчитать дебит газа с помощью:

- метода псевдавления реального газа;
- метода квадратов давлений.

8. Следующие данные* были получены в ходе исследования газовой скважины методом противодавления:

Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)	p_{wf} (пси)
0	481
4928	456
6479	444
8062	430
9640	415

- Рассчитать значения C и λ .
- Определить максимально возможный дебит скважины (AOF).
- Построить кривые продуктивности скважины (IPR) для пластовых давлений 481 и 300 пси [3,3 и 2,1 МПа].

9. Имеются следующие результаты исследования скважины методом противодавления:

Q_g (тыс. ст. фут ³ /сут.)	p_{wf} (пси)
0	5240
1000	4500
1350	4191
2000	3530
2500	2821

Дано:

относительная плотность газа = 0,78;

пористость = 12 %;

$S_{wi} = 15\%$;

$T = 281^\circ \text{F}$;

- построить кривые продуктивности скважины (IPR) с помощью:

- упрощенного уравнения притока;
- метода ламинарно-инерционно-турбулентного (ЛИТ) течения, используя:
 - квадраты давлений;
 - давления;
 - псевдавления;

- повторить вычисления по пункту (а) для пластового давления 4000 пси [27,8 МПа].

10. Область дренирования горизонтальной газовой скважины глубиной 3000 фут [914 м] составляет примерно 180 акр [729 тыс. м²], также дано:

$p_i = 2500$ пси; $p_{wf} = 1500$ пси; $k = 25$ мД;

$T = 120^\circ \text{F}$; $r_w = 0,25$; $h = 20$ фут;

$\gamma_g = 0,65$.

* Chi Ikoku, *Natural Gas Reservoir Engineering* (Разработка месторождений природного газа), John Wiley & Sons, 1984.

Рассчитать расход газа.

11. Используя приведенную ниже изотерму сорбции для образца угля, взятого на месторождении метана, содержащегося в угольных пластах, рассчитать константу ленгмюровской изотермы V_m и константу ленгмюровского давления b :

p (пси)	V (ст. фут ³ /тонну)
87,4	92,4
140,3	135,84
235,75	191,76
254,15	210
350,75	247,68
579,6	318,36
583,05	320,64
869,4	374,28
1151,15	407,4
1159,2	408,6

12. Для залежи сухого газа имеются следующие фактические показатели разработки:

q_i (млн ст. фут ³ /сут.)	G_p (млн ст. фут ³)	q_i (млн ст. фут ³ /сут.)	G_p (млн ст. фут ³)
384	19 200	249,6	364 800
403,2	38 400	236,4	422 400
364,8	57 600	220,8	441 600
370,8	115 200	211,2	460 800
326,4	192 000	220,8	480 000
297,6	288 000		

Требуется рассчитать:

- а) суммарную добычу газа к моменту достижения отбора в 100 млн ст. фут³/сут.;
- б) дополнительное время, необходимое для достижения отбора в 100 млн ст. фут³/сут.

13. Для газовой скважины имеются следующие фактические показатели разработки:

Дата	Время (месяцы)	q_i (млн ст. фут ³ /месяц)
1/1/2000	0	1017
2/1/2000	1	978
3/1/2000	2	941
4/1/2000	3	905
5/1/2000	4	874
6/1/2000	5	839
7/1/2000	6	809
8/1/2000	7	778
9/1/2000	8	747

10/1/2000	9	722
11/1/2000	10	691
12/1/2000	11	667
1/1/2001	12	641

- а) Взяв за основу фактические показатели разработки за шесть месяцев, определить коэффициент уравнения для кривой падения добычи.
- б) Составить прогноз по отборам и суммарной добыче газа за период с 1 августа, 2000 г. по 1 января, 2001 г.
- в) Считая, что предел рентабельности составляет 20 млн ст. фут³/месяц, оценить время, необходимое для достижения предела рентабельности и соответствующей суммарной добычи газа.

14. Расчеты объемным методом для газовой скважины показывают, что максимальные извлекаемые запасы газа $G_{из}$ составляют 18 млрд ст. фут³. По аналогии с другими скважинами на рассматриваемом участке для скважины применимы следующие данные:

экспоненциальная линия падения добычи;
допустимый (ограниченный) дебит = 425 млн ст. фут³/месяц;
предел рентабельности = 20 млн ст. фут³/месяц;
номинальная скорость падения добычи = 0,034 месяц⁻¹.

Требуется рассчитать динамику изменения добычи скважины по годам.

15. Имеются следующие показатели разработки для газовой скважины:

$p_i = 4100$ пси; $p_{wf} = 400$ пси; $T = 600^\circ\text{R}$;
 $h = 40$ фут; $\phi = 0,10$; $S_{wi} = 0,30$;
 $\gamma_g = 0,65$.

Время (сутки)	q_i (млн ст. фут ³ /сут.)
0,7874	5,146
6,324	2,108
12,71	1,6306
25,358	1,2958
50,778	1,054
101,556	0,8742
248	0,6634
496	0,49042
992	0,30566
1240	0,24924
1860	0,15996
3100	0,07874
6200	0,02232

Требуется рассчитать начальные геологические запасы газа и площадь области дренирования.

16. Газ с относительной плотностью 0,7 находится при давлении 800 пси (абс.) [5,5 МПа]. До какой степени можно снижать температуру при наличии свободной воды, не допуская образования гидратов?

17. Газ с относительной плотностью 0,75 находится при температуре 70 °F [16 °C]. Начиная с какого давления можно ожидать образование гидратов?

18. Насколько можно расширить газ с относительной плотностью 0,76, находящийся под давлением 1400 пси (абс.) [9,6 МПа] и при температуре 110 °F [43 °C] без образования гидратов?

4

Технологические показатели разработки нефтяных пластов

- 4.1. Механизмы первичной добычи нефти 390
- 4.2. Уравнение материального баланса 399
- 4.3. Обобщенное уравнение материального баланса 399
- 4.4. Представление уравнения материального баланса в виде линейной функции 412
- 4.5. Уравнение материального баланса в форме Трейси 433

Каждая залежь характеризуется уникальным сочетанием геометрической формы, геологических свойств породы, параметров флюида и основного режима дренирования. Хотя не существует двух абсолютно одинаковых залежей, их можно сгруппировать по механизму первичного извлечения нефти. Замечено, что каждый режим дренирования обладает определенным типичным поведением таких технологических показателей разработки, как:

- конечного коэффициента извлечения;
- скорости падения пластового давления;
- газонефтяного фактора;
- добычи воды.

Извлечение нефти на любом естественном режиме дренирования называют «первичной». Этот термин подразумевает добычу углеводородов из пласта без использования какого-либо процесса (например, закачки жидкости), направленного на восполнение естественной энергии пласта.

В настоящей главе рассматриваются два следующих основных вопроса.

- 1) Подробное обсуждение различных механизмов первичного извлечения нефти и их влияния на общие технологические показатели разработки нефтяных залежей (пластов).
- 2) Определение основных положений, используемых при формулировке уравнения материального баланса и других определяющих соотношений, которые могут быть использованы для прогнозирования добычи из нефтяных залежей.

4.1. Механизмы первичного извлечения нефти

Для правильного понимания и прогнозирования поведения залежей (пластов) необходимо иметь представление о режимах дренирования, которые определяют поведение флюидов в пластах.

Общие технологические показатели разработки нефтяных пластов в значительной степени зависят от природы пластовой энергии, т. е. движущей силы, обуславливающей течение нефти к стволу скважины. Существует шесть основных режимов дренирования, которые являются источниками энергии, необходимой для добычи нефти:

- 1) упругий режим (режим упругого расширения породы и жидкости);
- 2) режим истощения;
- 3) газонапорный режим;
- 4) водонапорный режим;
- 5) гравитационный режим;
- 6) комбинированный режим.

Перечисленные шесть режимов дренирования рассматриваются ниже.

4.1.1. Упругий режим (режим упругого расширения породы и жидкости)

Если нефтяная залежь изначально находится под давлением, превышающим давление насыщения нефти газом, то такая залежь называется залежью ненасыщенной нефти. При давлениях выше давления насыщения в залежи присутствуют только сырая нефть, связанная вода и порода. По мере падения пластового давления порода и флюиды расширяются в соответствии с их индивидуальными значениями коэффициента сжимаемости. Сжимаемость породы пласта является результатом двух факторов:

- 1) расширения отдельных зерен скелета горной породы;
- 2) сжатия пласта.

Оба этих фактора являются следствием падения давления флюида в поровом пространстве и оба обуславливают сокращения порового объема в результате снижения пористости.

Так как расширение флюидов и сокращение порового объема происходит одновременно с падением пластового давления, то сырая нефть и вода будут вытесняться из порового пространства в ствол скважины. Поскольку пластовые жидкости и порода являются слабосжимаемыми, то в этом случае пластовое давление будет быстро снижаться. Нефтяная залежь, разрабатываемая в данном режиме дренирования, характеризуется постоянным газонефтяным фактором, равным растворимости газа в нефти при давлении насыщения.

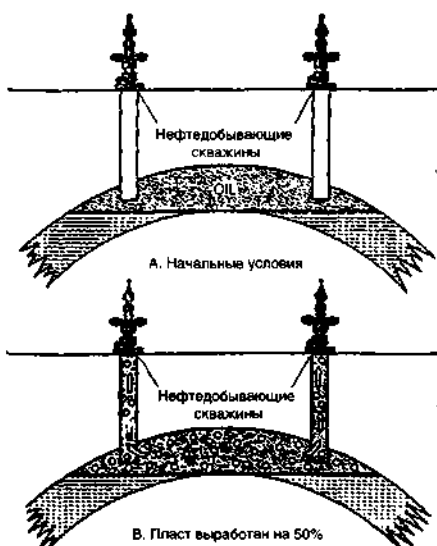


Рис. 4.1. Пласт с режимом растворенного газа (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969)

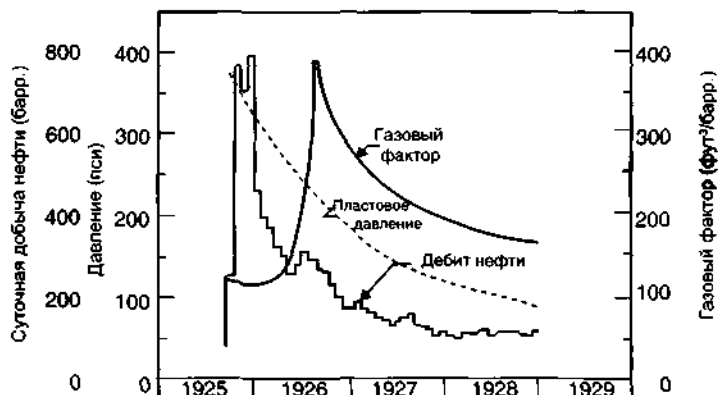


Рис. 4.2. Показатели разработки для пласта с режимом растворенного газа (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969)

Этот режим дренирования считается наименее эффективным и обычно позволяет извлечь лишь малую долю от геологических запасов нефти.

4.1.2. Режим истощения

Этот режим дренирования также имеет следующие названия:

- режим попутного газа;
- режим растворенного газа;
- режим внутреннего газа.

В залежах, дренируемых в этом режиме, главным источником энергии является выделение газа из сырой нефти с последующим (по мере падения пластового давления) расширением растворенного газа. Как только давление упадет ниже давления насыщения, из нефти, находящейся в микроскопических порах, начнут выделяться пузырьки газа. Эти пузырьки расширяются и выталкивают сырую нефть из порового пространства, как схематически показано на рис. 4.1.

Коле (Cole, 1969) предложил определять залежи с естественным режимом дренирования (растворенного газа) по следующим характеристикам.

Характер изменения давления. Давление падает быстро и непрерывно. Такое поведение пластового давления обусловлено отсутствием внепластовых флюидов или газовых шапок, которые могли бы занять место извлеченных газа и нефти.

Добыча воды. Отсутствие водонапорного режима означает небольшую или нулевую общеденность добываемой нефти в течение всего срока разработки пласта.

Залежь с режимом растворенного газа характеризуется быстрым увеличением газового фактора во всех скважинах, независимо от их относительного расположения. После сниже-

ния пластового давления ниже уровня давления насыщения газ начинает выделяться из раствора по всему пласту. Как только газонасыщенность превысит критическую отметку, свободный газ начнет течь к стволу скважины, что приведет к повышению газового фактора. Газ также начнет перемещаться по вертикали под действием гравитационных сил, что может привести к образованию вторичной газовой шапки. Важным критерием образования вторичной газовой шапки является вертикальная проницаемость.

Конечный коэффициент извлечения нефти. Добыча нефти в режиме растворенного газа (без поддержания пластового давления) обычно характеризуется наименьшей эффективностью извлечения. Это — прямое следствие повышения газонасыщенности во всем пласте. Конечный коэффициент извлечения нефти из залежи с естественным режимом дренирования может варьироваться от менее 5% до порядка 30%. Низкий коэффициент извлечения для залежей данного типа означает, что в них остаются большие количества нефти и, таким образом, залежи с режимом растворенного газа дренирования рассматриваются как наилучшие кандидаты для применения вторичных методов добычи.

Описанные выше характерные процессы, протекающие в процессе разработки залежей с режимом растворенного газа, показаны на рис. 4.2 и сведены в табл. ниже.

Характеристики	Тенденция
Пластовое давление	Быстро и непрерывно снижается
Газовый фактор	Увеличивается до максимального значения и затем снижается
Добыча воды	Отсутствует

Характеристики	Тенденция
Поведение скважины	На ранней стадии требуется добыча насосом
Коэффициент извлечения нефти	5—30 %

4.1.3. Газонапорный режим

Залежи с газонапорным режимом можно определять по наличию газовой шапки, а также тому, что они мало или почти не подвержены вытеснению водой, как показано на рис. 4.3. Ввиду способности газовой шапки расширяться эти залежи характеризуются медленным снижением пластового давления. Существуют следующие два источника естественной энергии для добычи сырой нефти:

- 1) расширение газовой шапки;
- 2) расширение выделяемого растворенного газа.

Коле (Cole, 1969) и Кларк (Clark, 1969) представили основные параметры, характеризующие залежи с газонапорным режимом. Эти параметры рассмотрены ниже.

Пластовое давление. Пластовое давление падает быстро и непрерывно. Давление, как правило, поддерживается на более высоком уровне, чем в залежах с режимом растворенного газа. Уровень поддерживаемого давления зависит от относительного объема газа в газовой шапке в сравнении с объемом нефти.

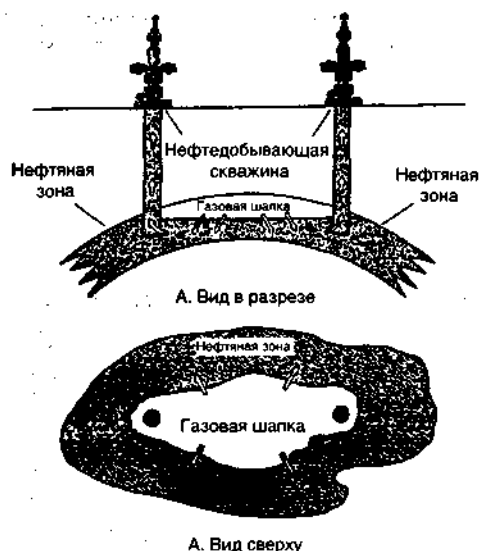


Рис. 4.3. Пласт с газонапорным режимом (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969)

Добыча воды. Нулевое или пренебрежимо малое обводнение продукции в процессе разработки залежи.

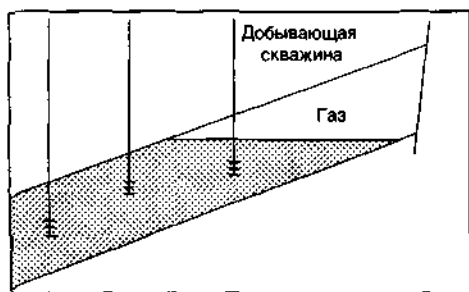
Газовый фактор. В скважинах, ориентированных по восстановлению пластов, газовый фактор непрерывно увеличивается. Когда газ из расширяющейся газовой шапки попадает в продуктивные интервалы скважины, ориентированных по восстановлению пластов, газовый фактор в этих скважинах возрастает еще больше.

Конечный коэффициент извлечения нефти. Механизм добычи нефти в результате расширения газовой шапки, по сути, является механизмом поршневого вытеснения и, следовательно, обеспечивает намного более высокий коэффициент извлечения нефти, чем пласты с режимом растворенного газа. Повышение коэффициента извлечения нефти также обусловлено меньшим повышением газонасыщенности одновременно по всему пласту. На рис. 4.4 показаны относительные положения поверхностей контакта газа и нефти на различных стадиях эксплуатации залежи. Предполагаемый коэффициент извлечения нефти варьируется в диапазоне 20—40 %.

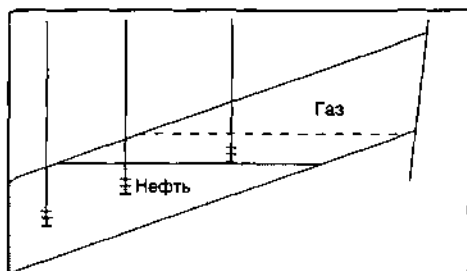
Конечный коэффициент извлечения нефти из залежи с газонапорным режимом в значительной степени зависит от шести параметров.

- 1) Исходный размер газовой шапки: как графически показано на рис. 4.5, конечный коэффициент извлечения нефти увеличивается с ростом размера газовой шапки.
- 2) Вертикальная проницаемость: высокая вертикальная проницаемость позволит нефти стекать вниз при меньшем проскальзывании газа.
- 3) Вязкость нефти: по мере увеличения вязкости нефти увеличивается количество проскальзывающего газа, что приводит к снижению коэффициента извлечения нефти.
- 4) Степень консервации газа: чтобы законсервировать газ и, следовательно, повысить коэффициент извлечения нефти, необходимо закрыть скважины, добывающие избыточный газ.

Дебит нефти: по мере падения пластового давления в процессе добычи растворенный газ выделяется из сырой нефти, а газонасыщенность непрерывно растет. Как только газонасыщенность превысит критическую отметку, свободный газ начнет течь в нефтяную зону. Следствием образования в нефтяной зоне подвижной газовой фазы являются два следующих события: (1) снижается эффективная проницаемость по нефти в результате роста газонасыщенности и (2) повышается эффективная проницаемость по газу, что приводит к увеличению расхода газа. Повышение насыщенности нефтяной зоны свободным газом невозможно поддерживать, не прибегая к процедурам поддержания давления. Поэтому чтобы максимально эффективно использовать газонапорный



А. Начальное распределение флюидов



Б. Расширение газовой шапки в процессе добычи нефти

Рис. 4.4. Пласт с газонапорным режимом
(по: Cole, F., *Reservoir Engineering Manual*, Gulf Publishing Company, 1969)

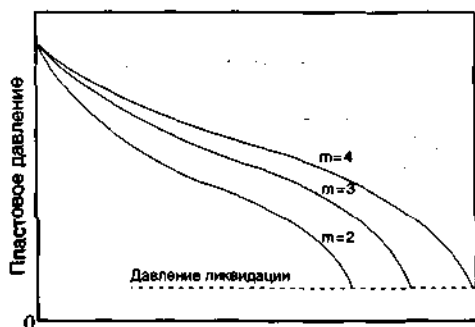


Рис. 4.5. Влияние размера газовой шапки на конечный коэффициент извлечения нефти
(по: Cole, F., *Reservoir Engineering Manual*, Gulf Publishing Company, 1969)

механизм добычи, необходимо поддерживать газонасыщенность в нефтяной зоне на уровне абсолютного минимума. Этого можно достичь, воспользовавшись гравитационным разделением флюидов. Таким образом, эффективно эксплуатируемый пласт с газонапорным режимом должен также характе-

ризоваться эффективным гравитационным режимом разделения. При повышении газонасыщенности в нефтяной зоне газ должен иметь возможность мигрировать в расположенную выше газовую шапку. Таким образом, пластгазонапорным режимом, по сути, имеет комбинированный режим вытеснения, хотя обычно он таковым не считается. При пониженном дебите максимальное количество свободного газа успевает мигрировать из нефтяной зоны в газовую шапку. То есть залежи с газонапорным режимом чувствительны к дебиту и пониженные дебиты обычно приводят к повышению коэффициента извлечения.

- 5) Угол падения пласта: размер газовой шапки определяет общий по месторождению коэффициент извлечения нефти. Если основным механизмом вытеснения является газонапорный, размер шапки является характеристикой пластовой энергии, которая может использоваться для добычи сырой нефти. Обычно для таких случаев коэффициент извлечения составляет 20—40 % от начальных геологических запасов, однако при наличии дополнительных факторов, например угла падения пласта, обеспечивающих хороший сток нефти к нижней части структуры, можно достичь значительно более высоких показателей (60 % или более). И наоборот, очень тонкие нефтяные прослойки пласта (в которых на ранних стадиях образуются прорывы расширяющейся газовой шапки в продуктивные скважины) могут снизить показатели извлечения нефти независимо от размера нефтяной шапки. На рис. 4.6. приведены характерные показатели разработки и изменения давления для залежи с газонапорным режимом.

Поведение скважины. В связи с расширением газовой шапки при поддержании пластового давления и снижении высоты столба жидкости по мере ее добычи из скважины залежи с газонапорным режимом обычно эксплуатируются дольше залежей с естественным режимом дренирования.

4.1.4. Водонапорный режим

Большинство коллекторов частично или по всей границе соприкасаются с водонасыщенными породами (их также называют водоносными горизонтами). Водоносные горизонты по размерам могут настолько превышать размеры продуктивной части пласта, что на практике их можно считать бесконечными, а могут быть настолько малыми, что их влиянием на технологические показатели залежи можно пренебречь.

В свою очередь, водоносные горизонты могут находиться в зонах, ограниченных непроницаемыми породами, и создавать с пластом единое замкнутое образование. С другой стороны, пласт может в одном или нескольких точках выходить на поверхность и пополняться там

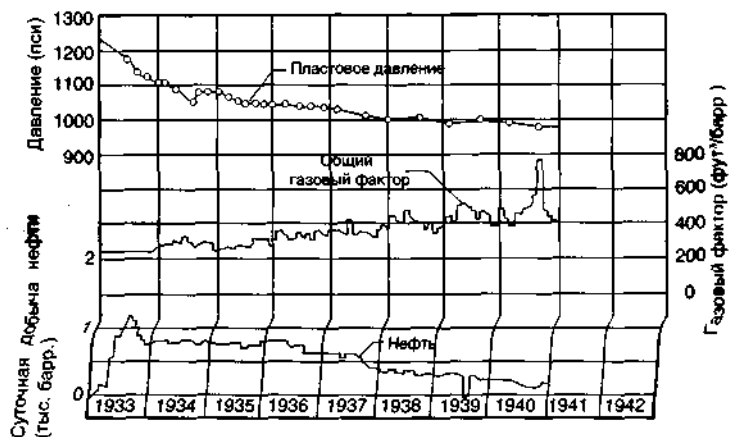


Рис. 4.6. Показатели разработки для пласта с газонапорным режимом (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969. Courtesy of API)

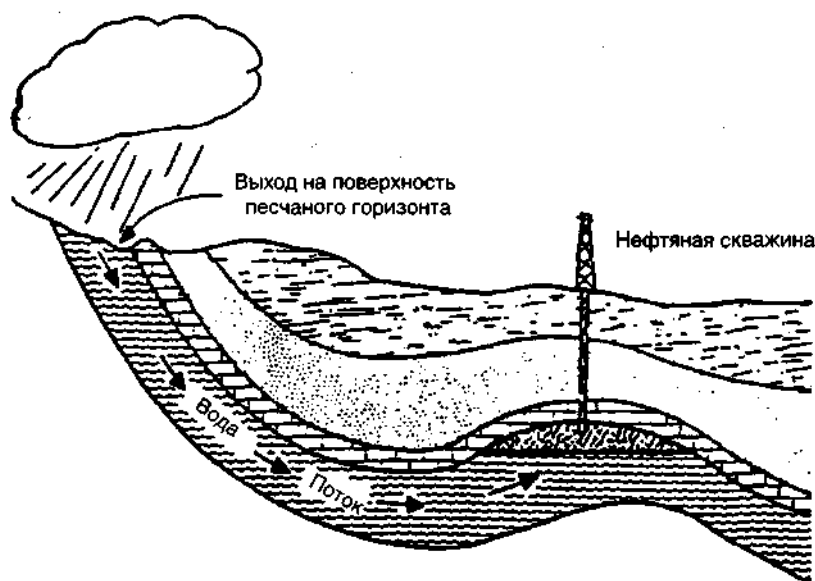


Рис. 4.7. Пласт с режимом вытеснения артезианской водой (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969)

поверхностными водами, как схематично показано на рис. 4.7.

Обычно при наличии притока воды в залежь говорят о законтурной (краевой) или о подошвенной воде. Подошвенная вода располагается непосредственно под нефтью, а законтурная или краевая вода — по краям нефтяной залежи, как показано на рис. 4.8. Независимо от источника воды механизм водонапорного режима заключается в продвижении воды в поровое пространство, изначально занятое неф-

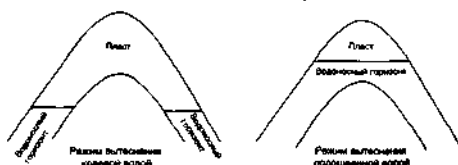


Рис. 4.8. Геометрические конфигурации водоносных горизонтов



Рис. 4.9. Характеристики изменения давления и добычи с начала разработки пласта

тью, и вытеснении последней в добывающие скважины.

Коле (Cole, 1969) предложил следующие характеристики для определения водонапорного режима.

Пластовое давление

Падение пластового давления обычно осуществляется очень плавно. На рис. 4.9 показано изменение пластового давления в ходе добычи из типичного пласта с водонапорным режимом. Вовсе не редкость, когда на каждый пси падения пластового давления приходится добыча многих тысяч баррелей нефти. Причиной медленного падения пластового давления является то, что извлекаемые из пласта нефть и газ заменяются практически таким же объемом воды, проникающей в нефтяную зону. На нескольких больших залежах нефти, расположенных на побережье Мексиканского залива в США, водонапорный режим настолько активен, что при добыче каждого миллиона баррелей нефти давление падает всего лишь на 1 пси. Для анализа обычно строят график давления от суммарной добычи нефти, необходимо понимать, что в действительности важнейшим критерием при поддержании пластового давления является суммарный отбор флюида. В пластах с водонапорным режимом при единичном падении пластового давления в залежь может внедриться только определенное количество баррелей воды. Основная прибыль получается от добычи нефти, поэтому если свести к минимуму отбор воды и газа, можно максимально увеличить отбор нефти из пласта при минимальном падении давления. Таким образом, крайне важно понизить добычу газа и воды до абсолютного минимума. Это обычно достигается закрытием скважин, добывающих большие количества указанных флюидов и, где возможно, перераспределением их части дебита нефти на другие скважины, характеризующиеся меньшими значениями как обводненности продукции, так и газового фактора.

Добыча воды

Даже на раннем этапе разработки скважины, интервалы перфорации которых находятся близко к контакту вода—нефть, добывают чрезмерное количество воды. Это особенность пластов с водонапорным режимом, и при условии равномерного притока воды ничего нельзя и не следует делать для ограничения такого притока, поскольку вода, по всей видимости, является наиболее эффективным из существующих механизмов вытеснения. Если в пласте имеется один или несколько пропластков с очень высокой проницаемостью, вода может проходить через эти более проницаемые пропластки. В этом случае может оказаться экономически целесообразнее выполнить ремонтные работы для изоляции этой проницаемой зоны. Следует понимать, что в большинстве случаев нефть, добываемая из близкорасположенных к контуру скважин, может быть добыта из более высоко расположенных скважин, и все расходы на восстановительные работы, имеющие целью уменьшить водонефтяной фактор для более близкорасположенных скважин, могут быть произведены напрасно.

Газовый фактор

Обычно газовый фактор незначительно изменяется в течение всего срока разработки пласта. Это особенно верно для случая, когда залежь изначально не имеет шапки свободного газа. Давление будет поддерживаться за счет внедрения воды и, следовательно, будет высвобождаться относительно малое количество растворенного газа.

Конечный коэффициент извлечения нефти

Конечный коэффициент извлечения нефти из залежей с водонапорным режимом обычно намного выше, чем для любого другого механизма вытеснения. Коэффициент извлечения зависит от полноты вытеснения нефти водой. В общем случае, по мере увеличения неоднородности свойств пласта коэффициент извлечения уменьшается ввиду неравномерного поступления вытесняющей воды. Скорость распространения воды обычно выше в зонах с высокой проницаемостью. Это приводит к более раннему достижению высоких значений водонефтяного фактора и затем к более раннему закрытию скважин из-за экономически рентабельных условий. Там, где пласт более-менее однороден, вытесняющий фронт воды будет более равномерным и к моменту достижения экономически рентабельных условий большая часть пласта окажется заводненной.

На конечный коэффициент извлечения нефти также влияет степень активности водонапорного режима. Для очень активного водонапорного режима, в случае поддержания давления на достаточном уровне, значение растворенного газа в процессе извлечения снижа-

ется практически до нуля. Наибольшую роль в качестве вытесняющей силы играет вода. Это должно обеспечить максимальное извлечение нефти из залежи. Конечный коэффициент извлечения нефти обычно варьируется в диапазоне 35—75% от начальных геологических запасов. Характерные кривые для залежи с водонапорным режимом графически показаны на рис. 4.10 и сведены ниже в таблицу.

Характеристики	Тенденция
Пластовое давление	Остается высоким
Поверхностный газовый фактор	Остается низким
Добыча воды	Начинается на ранней стадии и увеличивается до заметного уровня
Поведение скважины	Осуществляет добычу, пока обводнение не становится чрезмерным
Ожидаемое извлечение нефти	35—75%

4.15. Гравитационный режим дренирования

Гравитационный режим дренирования формируется в нефтяных залежах вследствие различных плотностей пластовых флюидов. Влияние гравитационных сил можно легко проиллюстрировать, поместив в сосуд некоторое количество сырой нефти и воды и перемешав содержимое. Если после перемешивания оставить сосуд в покое, флюид с более высокой плотностью (обычно вода) опустится на дно сосуда, а флюид с более низкой плотностью (обычно нефть) расположится поверх более тяжелого флюида. Флюиды разделяются, поскольку на них действует гравитационная сила.

На флюиды в нефтенасыщенном пласте действует сила тяжести, о чем свидетельствует их начальное положение: сверху газ, под газом нефть, а под нефтью вода. Относительные положения пластовых флюидов показаны на рис. 4.11. Поскольку процессы аккумуляции и миграции нефти протекают в течение длительных периодов, обычно считают, что пластовые флюиды находятся в равновесном состоянии. Если пластовые флюиды находятся в равновесном состоянии, то границы раздела газ—нефть и нефть—вода должны быть практически горизонтальными. Хотя точно определить форму поверхностей раздела пластовых жидкостей достаточно сложно, наиболее достоверные имеющиеся данные свидетельствуют, что в большинстве залежей границы контакта флюидов расположены практически горизонтально.

Гравитационное разделение флюидов в определенной степени происходит во всех нефтенасыщенных пластах, но в некоторых из них этот

эффект может существенно влиять на добычу нефти.

Коле (Cole, 1969) установил, что залежи, в которых превалирует гравитационный режим дренирования, характеризуются следующими показателями.

Пластовое давление

Темп падения пластового давления, главным образом, зависит от количества сохраненного в залеже газа. Строго говоря, там, где в пласте сохраняется газ и поддерживается давление, вытеснение будет осуществляться по комбинированному механизму: газонапорный и гравитационный режимы. Поэтому залежи, разрабатываемые только с помощью гравитационного режима дренирования, характеризуются быстрым падением давления. При этом высвобождаемый газ будет мигрировать вверх, где он затем будет извлечен из скважины с более высоким гипсометрическим расположением, что приведет к быстрому падению давления.

Газовый фактор

Пласты этого типа обычно характеризуются низким газовым фактором в скважинах, интервалы перфорации которых располагаются в пониженной части структуры. Это обусловлено миграцией высвобождаемого газа вверх в результате гравитационного разделения флюидов. С другой стороны, в скважинах, расположенных в верхней части этажа залежи, газовый фактор увеличивается вследствие миграции вверх газа, получаемого при разгазировании нефти.

Вторичная газовая шапка

Вторичная газовая шапка может образовываться в изначально ненасыщенных залежах. Очевидно, что механизм гравитационного дренирования начинает работать, только когда пластовое давление станет ниже давления насыщения, поскольку при давлении выше этого уровня в залеже отсутствует свободный газ.

Добыча воды

Пласты с гравитационным режимом дренирования характеризуются низким или нулевым обводнением продукции. Наличие воды в продукции обычно свидетельствует о водонапорном режиме залежи.

Конечный коэффициент извлечения нефти

Конечный коэффициент извлечения нефти из залежей с гравитационным режимом дренирования может варьироваться в широких пределах, главным образом, в зависимости от истощения пласта только в рассматриваемом режиме истощения. Если действует гравитационный режим дренирования или если производительность ограничена настолько, чтобы в наибольшей степени использовать гравитационные процессы, коэффициент извлечения будет высоким. Описаны случаи, когда коэф-



Рис. 4.10. Показатели разработки пласта водонапорным режимом (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969, данные предоставлены API)

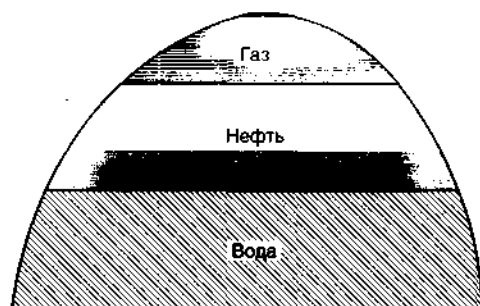


Рис. 4.11. Начальное распределение флюидов в нефтяном пласте

коэффициент извлечения из залежей с гравитационным режимом дренирования превысил 80 % по отношению к начальным геологическим запасам. В других залежах, где определяющую роль в процессе добычи нефти играет режим растворенного газа, конечный коэффициент извлечения нефти будет меньше. При разработке залежей с гравитационным режимом дренирования важно поддерживать максимально высокую нефтенасыщенность вблизи ствола скважины. Существуют две очевидные причины этого требования:

- 1) высокая нефтенасыщенность означает более высокий дебит нефти;
- 2) высокая нефтенасыщенность означает низкий дебит газа.

Если дать газу, получаемому при разгазировании нефти, возможность подниматься вверх по структуре вместо того чтобы мигрировать в направлении забоя скважины, это позволит поддерживать высокую нефтенасыщенность вблизи забоя скважины.

Чтобы максимально эффективно использовать механизм гравитационного дренирования, интервалы вскрытия скважин должны конструктивно располагаться как можно ниже. Это обеспечивает наилучшее сохранение пластового газа. Схема залежи с гравитационным режимом дренирования показана на рис. 4.12.

Коле (Cole, 1969) выделил пять факторов, влияющих на конечный коэффициент извлечения нефти в залежах с гравитационным режимом дренирования.

- 1) Проницаемость в направлении падения пласта. Высокая проницаемость, особенно в вертикальном направлении и в направлении фильтрации нефти, является необходимым условием эффективного гравитационного режима. Например, достаточно плоский пласт, содержащий более-менее непрерывные глинистые пропластки, скорее всего, не удастся разрабатывать в гравитационном режиме дренирования, поскольку нефть не сможет попасть к основанию структуры.
- 2) Падение пласта. В большинстве пластов проницаемость в направлении падения существенно выше, чем в перпендикулярном ему направлении. Следовательно, по мере увеличения угла наклона пласта нефть и газ могут течь в направлении падения (ко-

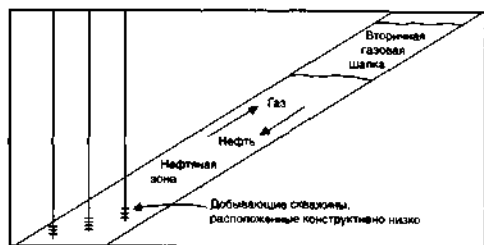
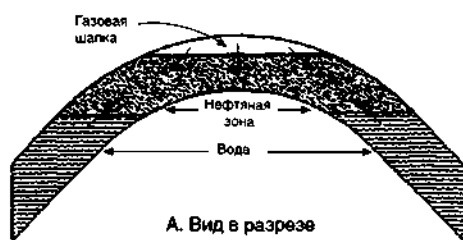
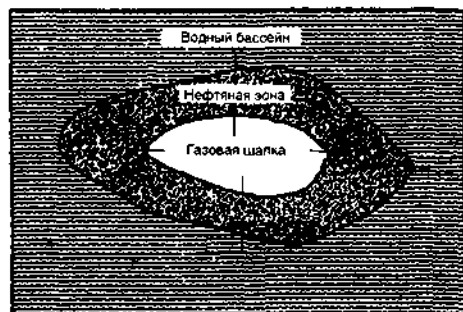


Рис. 4.12. Пласт с гравитационным режимом дренажа (по: Cole, F., *Reservoir Engineering Manual*, Gulf Publishing Company, 1969)



А. Вид в разрезе



В. Вид сверху

Рис. 4.13. Пласт с комбинированным режимом (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969)

торое часто совпадает с направлением наибольшей проницаемости) и таким образом достичь желаемой зоны.

3) Темпы добычи из залежи. Поскольку скорость гравитационного дренажа ограничена, следует соответственно снизить темп добычи из продуктивного пласта, что позволит достичь максимального извлечения. Если темп добычи из залежи превышает скорость гравитационного дренажа (разделения), это способствует увеличению вклада режима растворенного газа с вытекающим отсюда снижением конечного коэффициента извлечения нефти.

4) Вязкость нефти. Вязкость нефти также является важным фактором, поскольку она определяет скорость гравитационного дренажа. Из формул течения флюидов видно, что по мере снижения вязкости скорость фильтрации увеличивается. Поэтому снижение вязкости способствует увеличению скорости гравитационного дренажа.

5) Относительная проницаемость. Для эффективного функционирования механизма гравитационного дренажа необходимо, чтобы газ мигрировал вверх по структуре, а нефть — вниз. Хотя такой механизм предусматривает противоток нефти и газа, формируются потоки обих флюидов и, следовательно, особое значение приобретают значения относительных проницаемостей пласта.

4.16. Комбинированный режим извлечения

В этом наиболее часто встречающемся механизме нефть вытесняется к продуктивной скважине одновременно водой и свободным газом. Таким образом, наиболее часто встречающимся механизмом извлечения нефти является комбинированный режим, схематично показанный на рис. 4.13.

В залежах с комбинированным режимом обычно присутствуют две движущие силы:

1) режим растворенного газа и слабый водонапорный режим; или

2) режим растворенного газа с небольшой газовой шапкой и слабым водонапорным режимом.

В этих двух механизмах важную роль играет гравитационное разделение. В общем случае пласты с комбинированным режимом можно определить по сочетанию всех или некоторых следующих факторов.

Пластовое давление

Залежи такого типа обычно характеризуются относительно быстрым падением давления. Продвижение воды или расширение газовой шапки неспособны поддерживать пластовое давление.

Добыча воды

Добычающие скважины, интервал перфорации которых находится вблизи исходной границы раздела нефть — вода, медленно увеличивают обводненность продукции из-за увеличения притока воды из прилегающего водоносного горизонта.

Газовый фактор

При наличии небольшой расширяющейся газовой шапки скважины, интервалы вскрытия которых расположены в верхней части этажа нефтеносности, непрерывно увеличивают значение газового фактора. Но при образовании избыточного количества свободного газа такая шапка может уменьшаться, в этом случае эти

скважины демонстрируют снижение газового фактора. Такой ситуации следует по возможности избегать, поскольку уменьшение газовой шапки может привести к потере больших объемов нефти.

Конечный коэффициент извлечения нефти

Поскольку значительная доля общей добычи нефти может приходиться на режим растворенного газа, газовый фактор скважин, вскрывших нижнюю часть этажа нефтеносности, также продолжит увеличиваться в связи с выделением газа, растворенного в сырой нефти, по всему пласту по мере падения давления. Конечный коэффициент извлечения нефти из пластов с комбинированным режимом обычно больше, чем для пластов с режимом растворенного газа, но меньше, чем для пластов с водили газонапорным режимами. Фактический коэффициент извлечения будет зависеть от того, в какой степени удастся снизить влияние режима растворенного газа на процесс добычи. В большинстве пластов с комбинированным режимом экономически целесообразно каким-либо методом поддерживать пластовое давление путем закачки газа, воды или обоих флюидов в зависимости от их доступности.

4.2. Уравнение материального баланса

Уравнение материального баланса считается одним из основных инструментов для анализа и прогнозирования технологических показателей пласта. При правильном применении уравнение материального баланса позволяет:

- оценить начальные геологические запасы углеводородов;
- прогнозировать изменение пластового давления;
- рассчитать приток воды;
- прогнозировать технологические показатели пласта;
- прогнозировать конечный коэффициент извлечения углеводородов при различных механизмах вытеснения.

Хотя в некоторых случаях уравнение материального баланса можно одновременно решить относительно начальных объемов углеводородов, т. е. нефти и газа, и притока воды, на практике обычно один из этих показателей определяется по другим данным или методикам, не зависящим от расчета материального баланса. Точность расчетных значений зависит от достоверности имеющихся данных и соответствия характеристик пласта допущениям, которые использовались при выводе уравнения материального баланса. Структура уравнения позволяет легко учитывать объемы извлеченного, оставшегося и поступившего в залежь флюида.

Идея уравнения материального баланса была предложена Шильтунсом (Schilthuis) в 1936 г. и основывается на простом принципе

объемного баланса. Этот принцип гласит, что общий объем флюида, отобранного из залежи, равен сумме объемов, полученных в результате расширения флюида в залеже, сжатия порового объема и притока воды. В простейшей форме это уравнение можно записать в следующем виде:

Начальный объем = оставшийся объем + извлеченный объем.

Поскольку в нефтегазовых залежах присутствуют нефть, газ и вода, уравнение материального баланса можно записать для всех или для любого из имеющихся флюидов. Ниже подробно рассмотрены три различные формы уравнения материального баланса. Эти формы следующие:

- 1) обобщенное уравнение материального баланса;
- 2) уравнение материального баланса в виде линейной функции;
- 3) уравнение материального баланса в форме Трейси.

4.3. Обобщенное уравнение материального баланса

При выводе уравнения материального баланса пласт рассматривается как единый резервуар или область, характеризующаяся гомогенными свойствами породы и средним давлением (т. е. в любой момент времени и на любой стадии процесса давление в пласте распределяется равномерно). Таким образом, уравнение материального баланса обычно называют моделью резервуара или нульмерной (0-D) моделью. Понятно, что такие допущения не имеют ничего общего с реальностью, на практике пласты неоднородны по строению, со значительными отклонениями от среднего давления по пласту. Однако доказано, что при наличии точных значений среднего давления и показателей разработки модель резервуара достаточно точно прогнозирует поведение залежи.

4.3.1. Основные допущения при выводе уравнения материального баланса

Уравнение материального баланса учитывает объемы извлеченного, оставшегося и поступивших в пласт всех видов флюидов за определенный временной интервал или за весь период разработки. Вычисления наименее точны на ранней стадии разработки из-за большинства принятых допущений, когда расходы флюидов небольшие, а изменения давлений незначительны. Проблема обеспечения точности усугубляется неравномерным истощением и селективной разработкой пласта. При выводе уравнения материального баланса используются следующие основные допущения.

Постоянная температура

Все изменения давления и объема в пласте протекают без каких-либо изменений температуры. Любые возможные изменения температуры обычно достаточно малы, поэтому ими можно безболезненно пренебречь.

Характеристики пласта

Пласт характеризуется однородной пористостью, проницаемостью и толщиной. Кроме того, продвижение поверхности раздела газ—нефть или нефть—вода происходит равномерно по всему пласту.

Коэффициент извлечения флюида

Коэффициент извлечения флюида считается независимым от производительности, количества скважин или их расположения. Фактор времени не входит в явной форме в уравнение материального баланса при прогнозировании технологических характеристик пласта.

Равновесное давление

Давление и свойства флюида во всех точках пласта и по всему пласту в целом одинаковы. Незначительными отклонениями вблизи забоев скважин обычно можно пренебречь. Существенные перепады давления в пласте могут привести к высокой погрешности вычислений.

Предполагается, что свойства или наборы данных, получаемых при исследовании на установках PVT (давление—объем—температура), отражают фактический состав флюидов и для их получения использовались надежные и репрезентативные лабораторные методики. В подавляющем большинстве случаев при выводе уравнений материальных балансов предполагается, что данные дифференциального истощения отражают процессы в пласте и что данные однократного разгазирования можно использовать для уточнения движения по столбу к поверхности (устью). Такие способы обработки PVT-данных с применением модели «блэк-ойл» позволяют связать изменения объема только с температурой и давлением и снижают свою возможность использования для залежей, содержащих летучие углеводороды или газоконденсат, т. е. когда большую роль играет изменение состава. Для использования PVT-данных к случаям с летучими флюидами могут потребоваться специальные лабораторные определения.

Постоянный объем пласта

Объем залежи считается постоянным, за исключением случаев расширения породы и воды или притока воды, которые отдельно учитываются в уравнении. Пласт считается достаточно прочным, потому что отбор или закачка не приводили к существенным изменениям объема под воздействием горного давления в результате падения пластового давления. Допущение постоянного объема также относится к области применения уравнения.

Достоверность показателей разработки залежи

Все показатели разработки должны быть получены в один и тот же временной интервал. Если возможно, данные о добыче газа из газовой шапки и растворенного газа следует фиксировать отдельно.

Измерения плотности газа и нефти следует документировать вместе с данными об объеме извлеченного флюида. Для некоторых залежей требуется более подробный анализ, в этом случае уравнение материального баланса решается относительно отдельных объемных участков залежи. Полученные значения плотности флюидов могут упростить выбор объемных участков залежи и усреднение свойств флюидов. По сути, существуют три типа показателей разработки залежи, которые необходимо получить, чтобы обеспечить достоверные результаты вычислений на основе уравнения материального баланса. Это следующие показатели:

- 1) Данные добычи нефти, даже без учета их свойств, обычно их можно получить из различных источников и, как правило, они достаточно достоверные.
- 2) Данные добычи газа становятся более доступными и надежными по мере повышения рыночной стоимости продукта; к сожалению там, где газ сжигается в факеле, эти данные зачастую являются сомнительными.
- 3) Данные добычи воды должны отражать только чистое извлечение воды, поэтому там, где подземное захоронение пластовой воды производится в тот же пласт, возможные погрешности, связанные с недостоверными данными.

Вывод уравнения материального баланса

Перед тем, как приступить к выводу уравнения материального баланса, для удобства введем обозначения. Используемые обозначения, где это возможно, соответствуют стандартной номенклатуре, принятой обществом инженеров-нефтяников (США):

- p_i — начальное пластовое давление, пси;
- p — средневзвешенное давление по объему пласта;
- Δp — изменение пластового давления, $= p_i - p$, пси;
- p_b — давление насыщения, пси;
- N — начальные (исходные) геологические запасы нефти, ст. барр.;
- N_p — суммарный (накопленный) объем добычи нефти, ст. барр.;
- G_p — суммарный (накопленный) объем добычи газа, ст. фут³;
- W_p — суммарный (накопленный) объем добычи воды;
- R_p — суммарный газовый фактор, ст. фут³/ст. барр.;

GOR — текущий газовый фактор, ст. фут³/ст.

барр.;

 $R_{\text{н}}$ — начальная растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.; $R_{\text{г}}$ — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.; B_{oi} — начальный объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.; B_{o} — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.; B_{gi} — начальный объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³; B_{g} — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³; $W_{\text{ог}}$ — суммарное количество закачанной воды, ст. барр.; $G_{\text{ог}}$ — суммарное количество закачанного газа, ст. фут³; $W_{\text{с}}$ — суммарный приток воды в залежь, барр.; m — отношение начального объема газа в газовой шапке к начальному объему нефти в залеже, пл. барр./пл. барр.; G — начальный объем газа в газовой шапке, ст. фут³; PV — поровый объем, барр.; $c_{\text{в}}$ — коэффициент сжимаемости воды, пси⁻¹; $c_{\text{т}}$ — коэффициент сжимаемости пласта (породы), пси⁻¹.

Для проведения расчетов по уравнению материального баланса необходим общий поровый объем PV , выраженный в зависимости от начального объема нефти N и объема газовой шапки. Выражение для общего порового объема PV можно вывести, просто подставив в соотношение параметр m следующим образом. Выразим параметр m в виде следующего отношения:

$$m = \frac{\text{начальный объем газовой шапки}}{\text{объем начального запаса нефти}} = \frac{GB_{\text{г}}}{NB_{\text{oi}}}$$

Решив относительно объема газовой шапки, получим:

$$GB_{\text{г}} = mNB_{\text{oi}}$$

Тогда общий начальный объем углеводородной системы можно выразить, как:

$$\begin{aligned} \text{начальный объем нефти} + \text{начальный объем} \\ \text{газовой шапки} &= (PV)(1 - S_{\text{wp}}); \\ NB_{\text{oi}} + mNB_{\text{oi}} &= (PV)(1 - S_{\text{wp}}). \end{aligned}$$

Решив относительно PV , получим:

$$PV = \frac{NB_{\text{oi}}(1+m)}{1-S_{\text{wp}}}, \quad [4.3.1]$$

где:

 S_{wp} — начальная водонасыщенность; N — начальные геологические запасы нефти; PV — общий поровый объем; m — отношение начального объема газа в газовой шапке к начальному объему нефти в пласте.

Считая поровый объем пласта идеальной емкостью, как показано на рис. 4.14, можно вывести выражение объемного баланса, учитывая все изменения объема, которые происходят за время всего срока разработки залежи. Уравнение материального баланса можно представить в следующей обобщенной форме:

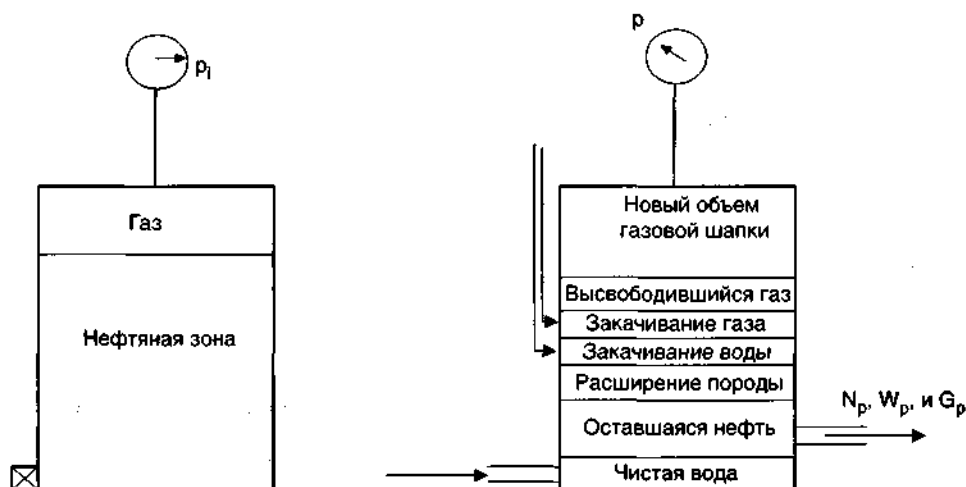


Рис. 4.14. Понятие модели резервуара

поровый объем, занятый начальными геологическими запасами нефти при давлении p_i + поровый объем, занятый газом в газовой шапке при давлении p_i = поровый объем, занятый оставшейся нефтью при давлении p + поровый объем, занятый газом в газовой шапке при давлении p + поровый объем, занятый высвободившимся из раствора газом при давлении p + поровый объем, занятый чистым водопритоком при давлении p + изменение порового объема из-за расширения связанной воды + уменьшение порового объема из-за расширения породы + поровый объем, занятый закачанным газом при давлении p + поровый объем, занятый закачанной водой при давлении p .

[4.3.2]

Перечисленные выше девять слагаемых, входящих в уравнение материального баланса, можно определить по отдельности по PVT-данным углеводородов и характеристикам породы, как показано ниже.

Поровый объем, занятый начальными геологическими запасами нефти

Начальный объем нефти в пластовых условиях $= NB_{oi}$ [4.3.3]

где:

N — начальные геологические запасы нефти;
 B_{oi} — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при начальном пластовом давлении p_i .

Поровый объем, занятый газом в газовой шапке

Объем газовой шапки $= mNB_{gi}(\text{барр.})$, [4.3.4]

где m — безразмерный параметр, равный отношению объема газовой шапки к объему нефтяной зоны.

Поровый объем, занятый остаточной нефтью

Объем остаточной нефти при текущем пластовом давлении $= (N - N_p)B_o$ [4.3.5]

где:

N_p — суммарная добыча нефти;
 B_o — объемный коэффициент пластовой нефти при текущем пластовом давлении p .

Поровый объем, занятый газовой шапкой при пластовом давлении p

По мере падения пластового давления до нового значения p газ, находящийся в газовой шапке, расширяется и занимает больший объем.

Считая, что в ходе падения давления газ из газовой шапки не отбирается, новый объем газовой шапки можно определить, как:

объем газа в газовой шапке при давлении $p = \frac{mNB_{gi}}{B_g} B_g$ [4.3.6]

где:

B_{gi} — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при начальном пластовом давлении;
 B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при текущем пластовом давлении.

Поровый объем, занятый выделившимся из нефти газом

Часть выделившегося растворенного в нефти газа остается в поровом пространстве и занимает определенный объем, который можно определить, применив следующее уравнение материального баланса для растворенного газа:

$$\left[\begin{array}{l} \text{объем высвободившегося газа,} \\ \text{оставшегося в поровом пространстве} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{первоначальный объем} \\ \text{растворенного газа} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{объем} \\ \text{добытого газа} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{объем газа,} \\ \text{оставшегося в растворе} \end{array} \right],$$

или:

$$\left[\begin{array}{l} \text{объем высвободившегося газа,} \\ \text{оставшегося в поровом пространстве} \end{array} \right] = \left[NR_{gi} - N_p R_p - (N - N_p) R_i \right] B_g, \quad [4.3.7]$$

где:

N_p — суммарный объем добычи нефти, ст. барр.;
 R_p — чистый суммарный газовый фактор для добытой продукции, ст. фут³/ст. барр.;
 R_i — растворимость газа при текущем пластовом давлении, ст. фут³/ст. барр.;
 B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при текущем пластовом давлении, пл. барр./ст. фут³;
 R_{gi} — растворимость газа при начальном пластовом давлении, ст. фут³/ст. барр.

Объем пор, занятых поступившей в залежь водой

Чистый водоприток $= W_e - W_p B_w$, [4.3.8]

где:

W_c — суммарный объем воды, поступившей в залежь, пл. барр.;

W_p — суммарный объем добычи воды, ст. барр.;

B_w — объемный коэффициент воды в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

Изменение порового объема в результате расширения начального количества воды и породы

Слагаемым, описывающим уменьшение порового объема углеводородов в результате расширения начального количества (связанной) воды и породы в ненасыщенном нефтяном пласте, нельзя пренебрегать. Коэффициенты сжимаемости воды c_w и породы c_f обычно по величине сравнимы с коэффициентом сжимаемости нефти. Однако влиянием этих компонентов для залежей с газонапорным режимом или для залежей с давлением ниже давления насыщения, как правило, можно пренебречь.

Коэффициент сжимаемости c , описывающий изменения объема (упругое расширение) флюида или породы с изменением давления, выражается следующей формулой:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p},$$

или:

$$\Delta V = V c \Delta p,$$

где ΔV обозначает чистые изменения объема или упругое расширение породы в результате изменений давления. Следовательно, снижение порового объема в результате упругого расширения связанной воды в нефтяной зоне и газовой шапки, описывается, как:

$$\text{расширение связанной воды} = [(PV) S_{wi}] c_w \Delta p.$$

Подставив выражение для PV в формулу 4.3.1, получим:

расширение связанной воды =

$$= \left[\frac{NB_w(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} \right] c_w \Delta p, \quad [4.3.9]$$

где:

Δp — изменение пластового давления $p_i - p$;

c_w — коэффициент сжимаемости воды, пси^{-1} ;

m — отношение объема газа в газовой шапке к объему пластовой нефти, пл. барр./пл. барр.

Аналогично, по мере добычи флюидов и падения давления снижается (сжимается) общий поровый объем PV и такое отрицательное изменение PV вытесняет равный объем флюида, который извлекается в виде продукции. Сни-

жение порового объема в результате упругого расширения породы пласта выражается:

$$\text{изменение порового объема} = \frac{NB_w(1+m)}{1-S_{wi}} c_f \Delta p. \quad [4.3.10]$$

Объединив изменения объемов связанной воды и породы, описанные выражениями 4.3.9 и 4.3.10, получим:

общие изменения порового объема =

$$= NB_w(1+m) \left(\frac{S_{wi} c_w + c_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta p. \quad [4.3.11]$$

Коэффициенты сжимаемости связанной воды и породы пласта обычно малы по сравнению с коэффициентами сжимаемости нефти и газа. Однако в ненасыщенных нефтяных пластах значения c_w и c_f важны и несут ответственность за ощутимую долю добываемой продукции при давлениях, превышающих давление насыщения. Диапазоны коэффициенты сжимаемости приведены ниже в таблице:

Ненасыщенная нефть	$(5-50) \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$
Вода	$(2-4) \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$
Порода пласта	$(3-10) \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$
Газ под давлением 1000 пси	$(500-1000) \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$
Газ под давлением 5000 пси	$(50-200) \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}$

Поровый объем, занимаемый закачанным газом и водой

Пусть для поддержания пластового давления в пласт закачано G_{inj} газа и W_{inj} воды. Тогда общий поровый объем, занятый двумя закачанными флюидами, составит:

$$\text{общий объем} = G_{inj} B_{g/inj} + W_{inj} B_w, \quad [4.3.12]$$

где:

G_{inj} — суммарный объем закачанного газа, ст. фут³;

$B_{g/inj}$ — объемный коэффициент закачанного газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;

W_{inj} — суммарный объем закачанной воды, ст. барр.;

B_w — объемный коэффициент воды в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.

Объединив уравнения 4.3.3—4.3.12 с уравнением 4.3.2 и выполнив преобразования, получим:

$$N = \frac{N_p B_p + (G_p - N_p R_p) B_p - (W_p - W_p B_p) - G_{\text{газ}} B_{\text{газ}} - W_{\text{газ}} B_p}{(B_p - B_{\text{газ}}) + (R_p - R_p) B_p + m B_p \left(\frac{B_p}{B_{\text{газ}}} - 1 \right) + B_{\text{газ}} (1+m) \frac{S_{\text{газ}} c_{\text{газ}} + c_f}{1 - S_{\text{газ}}} \Delta p} \quad [4.3.13]$$

где:

N — начальные геологические запасы нефти, ст. барр.;

G_p — суммарный объем добытого газа, ст. фут³;

N_p — суммарный объем добытой нефти, ст. барр.;

R_p — растворимость газа при начальном давлении, ст. фут³/ст. барр.;

m — отношение объема газа в газовой шапке к объему нефти, пл. барр./пл. барр.;

B_p — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при давлении p , пл. барр./ст. фут³;

$B_{\text{газ}}$ — объемный коэффициент закачанного газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³.

Предположим, что суммарный объем добытого газа G_p можно выразить через значения газового фактора R_p и суммарного объема добытой нефти, тогда:

$$G_p = N_p R_p \quad [4.3.14]$$

Объединив уравнения 4.3.14 и 4.3.13, получим:

$$N = \frac{N_p [B_p + (R_p - R_p) B_p] - (W_p - W_p B_p) - G_{\text{газ}} B_{\text{газ}} - W_{\text{газ}} B_p}{(B_p - B_{\text{газ}}) + (R_p - R_p) B_p + m B_p \left(\frac{B_p}{B_{\text{газ}}} - 1 \right) + B_{\text{газ}} (1+m) \frac{S_{\text{газ}} c_{\text{газ}} + c_f}{1 - S_{\text{газ}}} \Delta p} \quad [4.3.15]$$

Представленное соотношение называют обобщенным уравнением материального баланса. Уравнение материального баланса можно записать в более удобной форме, введя в уравнение понятие общего (по двум фазам) объемного коэффициента в пластовых условиях B_p . Значения PVT-характеристики даны ниже:

$$B_p = B_o + (R_p - R_p) B_g \quad [4.3.16]$$

Подставим B_p в формулу 4.3.15 и предположим для простоты, что ни вода, ни газ не закачивались. Тогда:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_p) B_g] - (W_p - W_p B_o) - G_{\text{газ}} B_{\text{газ}} - W_{\text{газ}} B_o}{(B_o - B_{\text{газ}}) + m B_o \left(\frac{B_o}{B_{\text{газ}}} - 1 \right) + B_{\text{газ}} (1+m) \frac{S_{\text{газ}} c_{\text{газ}} + c_f}{1 - S_{\text{газ}}} \Delta p} \quad [4.3.17]$$

(отметим, что $B_{\text{газ}} = B_{\text{ог}}$), где:

$S_{\text{ог}}$ — начальное водонасыщенность;

R_p — суммарный газовый фактор для добытой продукции, ст. фут³/ст. барр.;

Δp — изменение средневзвешенного давления по объему, пси;

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³.

Пример 4.1. Месторождение Анадарко представляет собой залежь с комбинированным механизмом извлечения. Текущее пластовое давление составляет 2500 пси [17,3 МПа]. Показатели разработки месторождения и PVT-характеристики приведены в таблице ниже:

	Начальные пластовые условия	Текущие пластовые условия
p , пси	3000	2500
B_o , пл. барр./ст. барр.	1,35	1,33
R_p , ст. фут ³ /ст. барр.	600	500
N_p , млн ст. барр.	0	5
G_p , млн ст. фут ³	0	5,5
$B_{\text{ог}}$, пл. барр./ст. барр.	1,00	1,00
W_p , млн пл. барр.	0	3
$W_{\text{ог}}$, млн пл. барр.	0	0,2
$B_{\text{ог}}$, пл. барр./ст. фут ³	0,0011	0,0015
$c_f, c_{\text{ог}}$	0	0

Имеются также следующие дополнительные данные:

объем нефтяной зоны = 100 000 акров×фут;

объем газовой зоны = 20 000 акров×фут.

Требуется рассчитать начальные геологические запасы газа.

Решение.

Шаг 1. Предположим, что нефтяная и газовая зоны имеют одинаковую пористость и коэффициенты сжимаемости связанной воды, рассчитаем m :

$$m = \frac{7758 \phi (1 - S_{\text{ог}}) (Ah)_{\text{газ cap}}}{7758 \phi (1 - S_{\text{ог}}) (Ah)_{\text{oil zone}}} = \frac{7758 \phi (1 - S_{\text{ог}}) (20 000)}{7758 \phi (1 - S_{\text{ог}}) (100 000)} = 0,2.$$

Шаг 2. Рассчитаем суммарный газовый фактор R_p :

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} = \frac{5,5 \times 10^9}{5 \times 10^6} = 1100 \frac{\text{ст. фут}^3}{\text{ст. барр.}}$$

Шаг 3. Решим уравнение 4.3.15 относительно начальных геологических запасов нефти:

$$N = \frac{N_p [B_p + (R_p - R_i) B_i] - (W_p - W_i B_i)}{(B_p - B_i) + (R_p - R_i) B_i + m B_i \left(\frac{B_i}{B_p} - 1 \right) + B_i (1 + m) (S_{w,c} + c_i) (1 - S_{w,c}) \Delta p} =$$

$$= \frac{5 \times 10^6 \left[1,33 + (1100 - 500)(0,0015) \right] - (8 \times 10^6 - 0,2 \times 10^6)}{(1,35 - 1,33) + (600 - 500)(0,0015) + (0,2)(1,35) \left(\frac{0,0015}{0,0011} - 1 \right)} =$$

$$= 31,14 \text{ млн ст. барр.}$$

4.3.2. Увеличение первичного извлечения

Очевидно, что существует множество способов увеличить конечный коэффициент первичного извлечения нефти из пласта. О некоторых из этих способов можно догадаться по данным предыдущих параграфов, а другие специально упоминались при обсуждении различных вопросов. На этом этапе при попытке дать определение первичному извлечению нефти мы сталкиваемся с семантической проблемой. Строго говоря, вторичное извлечение можно определить как продукцию, добытую из пласта с помощью искусственной энергии. Это автоматически относит всю нефть, добытую во время поддержания пластового давления закачкой газа или воды, к категории вторичного извлечения. Но традиционно большинство инженеров, работающих на нефтяных месторождениях, относят меры по поддержанию давления к вспомогательным операциям для первичной добычи. Таким образом, можно логически классифицировать мероприятия по повышению коэффициента извлечения нефти во время первичной добычи, как:

- контроль и регулирование работы скважины;
- контроль и регулирование процессов разработки, например поддержание давления.

Регулирование работы скважины

Следует отметить, что все мероприятия, направленные на повышение темпа добычи нефти или газа из нефтяных или газовых залежей, обычно способствуют увеличению конечного коэффициента извлечения из этого месторождения за счет сдвига экономического предела эксплуатации вдоль шкалы в зависимости от суммарной добычи углеводородов. Известно, что при определенном темпе добычи стоимость продукции равна эксплуатационным затратам. Добыча нефти или газа с производительноностью ниже этого уровня ведет к убыткам. Если дебит скважины удастся повысить, то очевидно, что до достижения предельного рентабельного дебита скважины будет добыто определенное дополнительное количество нефти. Соответственно, кислотная обработка, предотвращение

отложения парафина, предупреждение поступления песка в скважину, очистка скважины и прочие меры обуславливают реальное увеличение конечного коэффициента извлечения из данной скважины.

Очевидно, что добыча газа и воды снижает естественную энергию пласта. Если удастся свести к минимуму добычу газа и воды из нефтяной скважины, можно добиться повышения конечной добычи нефти. Аналогично можно говорить о необходимости минимизации добычи воды из газовой залежи.

Надлежащий контроль дебитов отдельных скважин является важным фактором в борьбе с образованием газовых или водяных конусов или языков обводнения. Эта глобальная проблема не ограничивается пластами с газо- или водонапорными режимами. С точки зрения конечного коэффициента извлечения залежь с режимом растворенного газа может допускать добычу с достаточно высоким дебитом, поскольку сильное падение давления в продуктивной скважине обуславливает быстрый рост газового фактора и, соответственно, потерю растворенного газа. Инженер-нефтяник должен знать о такой возможности для залежи с режимом растворенного газа, поэтому обязан провести испытания скважины, чтобы выявить изменения газового фактора с изменением режима работы.

Следует отметить, что чрезмерное падение давления в залежах с режимом растворенного газа вследствие высоких темпов добычи часто вызывает отложение парафина в НКТ и, в конечном итоге, в самом продуктивном пласте. Сохранение газа в растворенном состоянии путем поддержания давления в скважине на максимально высоком уровне минимизирует отложения парафина. Несомненно, отложение парафина в НКТ не имеет таких серьезных последствий, как отложение парафина в пласте. При наличии достаточного количества времени и финансов можно очистить парфин из НКТ и трубопроводов. Однако не факт, что удастся очистить отложения парафина из пористой среды пласта в призабойной зоне скважины. Соответственно, оператор должен принять меры, чтобы не допустить образование таких отложений в продуктивном пласте.

Еще одним неблагоприятным последствием, вызванным чрезмерными темпами добычи, является поступление песка в скважину. В большинстве пластов, сложенных рыхлыми песками, при высоких дебитах песок проходит через перфорационные отверстия и попадает на забой. Чтобы предотвратить эту ситуацию, можно использовать фильтры, плотные материалы или применять скважинные гравийные фильтры.

Выбор интервала перфорации пласта также играет большую роль в контроле добычи газа и воды. Очевидно, что скважины должны располагаться как можно дальше от начальных поверхностей контакта газ—нефть, вода—нефть и газ—вода, что позволит свести к минимуму нежелательную добычу газа и воды. Также

расположение продуктивных скважин должно соответствовать особенностям дренирования пласта, общему темпу добычи из него и стоимости разработки месторождения.

При определении подходящего расстояния между скважинами для конкретного пласта необходимо хорошо понимать характер распределения давления, который будет установлен в области дренирования скважины после достижения предела рентабельности. В непрерывном пласте область, на которую оказывает влияние конкретная скважина, не ограничена. Однако необходимо помнить о дополнительной нефти, которую можно извлечь до достижения предела рентабельности за счет увеличения объема области или радиуса дренирования скважины. В коллекторах с малой проницаемостью можно добиться лишь небольшого снижения давления в дополнительном объеме коллектора. Этот эффект может привести к снижению дебита скважины в результате увеличения радиуса дренирования. Таким образом, следует тщательным образом убедиться, что наибольшее возможное расстояние между скважинами также характеризуется наибольшей рентабельностью.

Контроль и регулирование процессов разработки залежи

Влияние добычи воды и газа на коэффициент извлечения нефти из залежи можно показать, решив уравнение 4.3.15 относительно суммарной добычи нефти:

$$N_p = \frac{N[(B_o - B_w) + (R_n - R_g)B_g] + B_w \frac{S_{wi}c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p}{B_o - R_g B_g}$$

$$\frac{G_p B_g - mNB_w \left(\frac{B_g}{B_w} - 1 \right) - (W_r - W_p B_w)}{B_o - R_g B_g}$$

Нужно отметить, что объем добычи нефти, достижимый при конкретном пластовом давлении, практически прямо пропорционально снижается в зависимости от объемов добытого газа ($G_p B_g$) и добытой (извлеченной) воды ($W_p B_w$). Более того, из уравнения материального баланса видно, что суммарная добыча газа G_p представляет собой чистый объем добытого газа, т. е. разность между объемами добытого и закачанного газа. Аналогично, если под внедрением воды в залежь W_p понимают естественный приток воды, то количество добытой воды W_p должно отражать чистый объем добытой воды, т. е. разность между объемами добытой и закачанной воды. Таким образом, если добытую воду или газ удастся закачать в пласт, можно увеличить добычу нефти при конкретном пластовом давлении.

Хорошо известно, что наиболее эффективным природным механизмом извлечения является водонапорный режим. Следующим по эф-

фективности является газонапорный режим, а наименее эффективным является режим растворенного газа. Соответственно, инженеру-нефтянику важно контролировать добычу из залежи таким образом, чтобы как можно меньше нефти добывалось в режиме растворенного газа и как можно больше нефти добывалось в водонапорном режиме. Однако, когда в залеже действует два или более режимов, не всегда понятно, какая часть добываемой нефти обусловлена каждым из режимов. Одним из наиболее подходящих методов оценки объемов добычи по каждому из режимов является расчет коэффициентов нефтеотдачи на основе уравнения материального баланса.

4.3.3. Коэффициенты нефтеотдачи пласта

В залежах с комбинированным режимом, т. е. где одновременно действует несколько механизмов извлечения, практический интерес представляет определение относительного вклада каждого из этих механизмов в накопленную добычу продукции. С этой целью можно преобразовать уравнение 4.3.15 в следующую обобщенную форму:

$$\frac{N(B_i - B_w)}{A} + \frac{NmB_n(B_g - B_w)}{B_g} + \frac{W_r - W_p B_w}{A} + \frac{NB_w(1+m) \frac{S_{wi}c_w + c_f}{1 - S_{wi}}(p_i - p)}{A} + \frac{W_{(in)} B_{winj} + G_{(in)} B_{ginj}}{A} = 1, \quad [4.3.18]$$

где параметр A выражается формулой:

$$A = N_p[B_i + (R_p - R_n)B_g]. \quad [4.3.19]$$

Выражение 4.3.18 можно упростить следующим образом:

$$DDI + SDI + WDI + EDI + WII + GII = 1.0, \quad [4.3.20]$$

где:

- DDI — коэффициент эффективности режима растворенного газа;
- SDI — коэффициент эффективности газонапорного режима;
- WDI — коэффициент эффективности водонапорного режима;
- EDI — коэффициент эффективности режима упругого расширения породы и жидкости;
- WII — коэффициент эффективности при поддержании давления закачкой воды;
- GIИ — коэффициент эффективности при поддержании давления закачкой газа.

Числители шести членов в формуле 4.3.18 представляют собой «чистое» изменение объ-

ема в результате совместного действия газонапорного режима и расширения флюидов, чистого притока воды и закачки жидкости, а знаменатель — объем порового пространства пласта, ставшего свободным в результате добычи нефти и газа. Поскольку общее увеличение объема должно быть равно суммарному объему свободного порового пространства залежи, сумма четырех коэффициентов должна быть равна 1. При этом значение каждого коэффициента может быть меньше или равно единице, но не может быть отрицательным. Четыре слагаемых в левой части уравнения 4.3.20 соответствуют четырем основным первичным механизмам извлечения, которые могут регулировать добычу нефти из нефтяного пласта. Как говорилось выше в данной главе, это — следующие механизмы извлечения.

Режим растворенного газа

В естественном режиме растворенного газа извлечение нефти из пласта-коллектора осуществляется за счет расширения исходного объема нефти со всем изначально растворенным в ней газом. Этот механизм извлечения математически описывается первым слагаемым выражения 4.3.18 или:

$$DDI = \frac{N(B_i - B_u)}{A}, \quad [4.3.21]$$

где DDI обозначает коэффициент эффективности режима растворенного газа.

Газонапорный режим

При газонапорном режиме извлечение нефти из пласта происходит за счет расширения изначально свободного газа в газовой шапке. Этот механизм извлечения описывается вторым слагаемым выражения 4.3.18 или:

$$SDI = \frac{NmB_u(B_g - B_{gi})}{A}, \quad [4.3.22]$$

где SDI обозначает коэффициент эффективности газонапорного режима. Следует отметить, что избежать добычи газа из газовой шапки и, следовательно, ее сжатия, обычно не удается. Это сжатие газовой шапки и, соответственно, снижение SDI индивидуально и может являться результатом неудачного расположения продуктивных скважин. Чтобы предотвратить сжатие газовой шапки, может потребоваться либо закрыть скважины, добывающие из нее газ, либо вернуть флюид в газовую шапку для компенсации добытого газа. Обычно на практике часть добытого газа возвращают в пласт, чтобы сохранить размер газовой шапки. В некоторых случаях экономически выгоднее вместо газа возвращать в газовую шапку воду. Это может оказаться целесообразным при отсутствии оборудования для сжатия газа. Коле

(Cole, 1969) отметил несколько случаев успешного применения такой технологии, хотя нельзя игнорировать возможность гравитационной сегрегации.

Водонапорный режим

При водонапорном режиме извлечение нефти сопровождается чистым вытеснением нефти из пласта. Этот механизм описывается третьим слагаемым выражения 4.3.18:

$$WDI = \frac{W_e - W_{pB_e}}{A}, \quad [4.3.23]$$

где WDI обозначает коэффициент эффективности водонапорного режима.

Режим упругого расширения породы и флюида

В ненасыщенных нефтяных пластах при отсутствии подпора воды основным источником энергии является упругое расширение породы и флюида, что описывается четвертым слагаемым выражения 4.3.18:

$$EDI = \frac{NB_u(1+m) \frac{S_{wi}c_w + c_f}{1-S_{wi}} (p_i - p)}{A}, \quad [4.3.24]$$

Если при добыче нефти и газа из пласта действуют все три описанных выше механизма извлечения, вклад упругого расширения породы и флюида в добычу нефти, как правило, слишком незначителен и им можно пренебречь.

Коэффициент эффективности при поддержании давления закачкой воды

Относительная эффективности действий по поддержанию пластового давления путем закачки воды выражается следующей формулой:

$$WII = \frac{W_{inj} B_{winj}}{A}, \quad [4.3.25]$$

Величина WII показывает значимость закачанной воды как агента для повышения углеводородоотдачи.

Коэффициент эффективности при поддержании давления закачкой газа

Аналогично коэффициенту эффективности режима закачки воды, величина этого показателя отражает значимость данного механизма извлечения нефти по сравнению с другими коэффициентами и выражается, как:

$$GII = \frac{G_{inj} B_{ginj}}{A}, \quad [4.3.26]$$

Обратите внимание, что для пластов с режимом растворенного газа поддержание пластового давления путем закачки газа приводит к следующему изменению выражения 4.3.20:

$DDI+EDI+GII=1$.

Поскольку режимы растворенного газа естественного и упругого расширения флюида и породы обычно характеризуются низкой отдачей пласта, важно поддерживать высокий коэффициент эффективности режима закачки газа. Если пластовое давление поддерживается неизменным или медленно снижается, значения DDI и EDI сведутся к минимуму, поскольку изменения числителей обеих слагаемых, по сути, стремятся к нулю. Теоретически максимальная отдача пласта достигается при постоянном пластовом давлении, однако ограничения экономического и технологического порядка могут привести к некоторому снижению давления.

Для случая отсутствия нагнетания газа или воды Коле (Cole, 1969) показал, что поскольку сумма остальных четырех коэффициентов эффективности равна 1, снижение величины одного из этих коэффициентов приводит к соответствующему увеличению одного или обоих оставшихся слагаемых. Обычно к максимальной отдаче пласта приводит эффективный водонапорный режим. Таким образом, при эксплуатации пласта следует стремиться обеспечить наибольшее значение для коэффициента эффективности водонапорного режима и наименьшие значения для коэффициентов эффективности режима растворенного газа и газонапорного режима. Следует в максимальной степени использовать наиболее эффективный из существующих механизмов извлечения, а при относительно слабом водонапорном режиме обеспечить эффективную вытесняющую силу, например энергию вытеснения газовой шапкой. В любом случае коэффициент эффективности режима растворенного газа необходимо поддерживать на возможно более низком уровне, поскольку это — самый неэффективный механизм извлечения.

Для определения величин различных коэффициентов эффективности на текущий момент времени можно решить уравнение 4.3.20. Силы, вытесняющие из пласта нефть и газ, меняются с течением времени, и для определения этих изменений необходимо периодически решать уравнение 4.3.20. В первую очередь, изменения коэффициентов эффективности обуславливаются изменениями темпов извлечения флюидов. Например, в пластах со слабым водонапорным режимом снижение темпа добычи нефти может привести к увеличению коэффициента эффективности водонапорного режима и, соответственно, к снижению коэффициента эффективности режима растворенного газа. Также для повышения коэффициента эффективности водонапорного режима можно закрыть скважины, добывающие большое количество воды, поскольку чистый приток воды (общий приток воды минус добыча воды) играет большую роль.

В пластах со слабым водонапорным режимом, но с относительно большой газовой шапкой наиболее эффективным механизмом добычи может быть газонапорный режим, в этом случае желательно получить высокий коэффициент эффективности газонапорного режима. Теоретически добыча с газонапорным режимом не зависит от дебита, поскольку газ легко расширяется. Но расширение газовой шапки может быть ограничено низкой вертикальной проницаемостью, и в этом случае коэффициент эффективности газонапорного режима может зависеть от темпа добычи. Также образование в продуктивных скважинах газовых конусов снижает эффективность расширения газовой шапки из-за прорыва свободного газа. Образование газовых конусов обычно зависит от дебита: чем выше дебит, тем больше возможность образования конуса.

Важным фактором при определении эффективности газонапорного режима является



Рис. 4.15. Коэффициенты нефтеотдачи пласта с комбинированным режимом вытеснения (по: Clark, N.J., *Elements of Petroleum Reservoirs* (Элементы нефтяных пластов), SPE, 1969)

степень сохранения газа в газовой шапке. На практике, как правило, невозможно полностью избежать добычи газа из газовой шапки в связи с условиями собственников роялти или договора аренды. Но даже в условиях прорыва свободного газа в скважину часто удается заметно повысить коэффициент эффективности газонапорного режима путем закрытия скважин с высоким газовым фактором и, по возможности, перераспределением их дебита нефти другим скважинам с низким газовым фактором. На рис. 4.15 показаны графики соотношения различных коэффициентов эффективности режима при комбинированном механизме извлечения. В точке А некоторые скважины, интервалы перфорации которых расположены близко к контакту нефть—вода, были подвергнуты модернизации с целью снижения обводнения продукции. Это привело к эффективному повышению коэффициента эффективности водонапорного режима. В точке В операции по ремонту завершены, темпы добычи воды, газа и нефти относительно стабилизировались и коэффициенты эффективности практически не изменяются. В точке С часть скважин с относительно высоким, хотя и постоянным, обводнением продукции была закрыта, и это привело к увеличению коэффициента эффективности водонапорного режима. В то же время была закрыта часть скважин с высоким газовым фактором, интервалы перфорации которых расположены ближе к контакту газ—нефть, а их дебиты перераспределены и переданы скважинам с более низким расположением интервалов перфорации и нормальными газовыми факторами. В точке D газ закачивается назад в пласт и коэффициент эффективности газонапорного режима показывает несомненный рост. Коэффициент эффективности водонапорного режима относительно постоянный, хотя и немного снижается, а коэффициент эффективности режима растворенного газа демонстрирует заметное снижение. Это — показатель высокоэффективной отдачи пласта и, если удастся уменьшить коэффициент эффективности режима растворенного газа до нуля, можно ожидать относительно высокий коэффициент извлечения. Но для доведения до нуля коэффициента эффективности режима растворенного газа потребуется полностью поддержать пластовое давление, что часто трудно выполнимо. Из рис. 4.15 видно, что сумма коэффициентов эффективности для различных режимов извлечения всегда равна 1.

Пример 4.2. Начальные геологические запасы пласта с комбинированным режимом извлечения оцениваются в 10 млн ст. барр. В начальный момент времени расчетное отношение объема газовой шапки к объему нефти, т. е. m , составляет 0,25. Начальное пластовое давление при температуре 150 F [66 °C] равно 3000 пси [20,7 МПа]. К моменту, когда пластовое давление упало до 2800 пси [19,9 МПа], из пласта было добыто 1 млн ст. барр. нефти, 1100

млн ст. фут³ газа с относительной плотностью 0,8 и 50000 ст. барр. воды. Имеются также следующие дополнительные PVT-данные:

	3000 пси	2800 пси
B_o , пл. барр./ст. барр.	1,58	1,48
R_s , ст. фут ³ /ст. барр.	1040	850
B_g , пл. барр./ст. фут ³	0,00080	0,00092
B_w , пл. барр./ст. барр.	1,58	1,655
B_{sw} , пл. барр./ст. барр.	1,000	1,000

Имеются также следующие дополнительные данные:

$$S_{wi} = 0,20; c_w = 1,5 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; c_f = 1 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

Требуется рассчитать:

- суммарный приток воды;
- чистый приток воды;
- коэффициенты эффективности основных режимов при давлении 2800 пси [19,9 МПа].

Решение.

Поскольку пласт содержит газовую шапку, можно пренебречь расширением жидкости, т. е. принять $c_f = 0$ и $c_w = 0$. Однако для наглядности члены упругого расширения породы и флюида будут включены в расчеты.

- Суммарный приток воды:

Шаг 1. Рассчитаем суммарный газовый фактор R_p :

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} = \frac{1100 \times 10^6}{1 \times 10^6} = 1100 \frac{\text{ст. фут}^3}{\text{ст. барр.}}$$

Шаг 2. Решим уравнение 4.3.17 относительно W_e :

$$\begin{aligned} W_e &= N_p [B_i + (R_p - R_{sc}) B_g] - \\ &- N \left[(B_i - B_n) + m B_n \left(\frac{B_i}{B_{sc}} - 1 \right) + \right. \\ &+ B_n (1 + m) \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p \left. \right] + W_p B_{sc} = \\ &= (1 \times 10^6) [1,655 + (1100 - 1040)(0,00092)] - \\ &- (1 \times 10^6) \left[(1,655 - 1,58) + (0,25)(1,58) \left(\frac{0,00092}{0,00080} - 1 \right) + \right. \\ &+ (1,58)(1 + 0,25) \frac{(0,2)(1,5 \times 10^{-6})}{1 - 0,2} \times \end{aligned}$$

$$\times (3000 - 2800) \Big] + 50\,000 = 411\,281 \text{ пл. барр.}$$

Если пренебречь упругим расширением породы и флюида, суммарный приток воды составит 417 700 пл. барр.

б) Чистый приток воды:

$$W_e - W_p B_w = 411\,281 - 50\,000 = 361\,281 \text{ пл. барр.}$$

в) Коэффициенты эффективности основных режимов:

Шаг 1. Рассчитаем параметр A по формуле 4.3.19:

$$A = N_p [B_i + (R_p - R_{si}) B_e] = \\ = (1 \times 10^6) \{1,655 + (1100 - 1040)(0,00092)\} = 1\,710\,000.$$

Шаг 2. Рассчитаем значения DDI, SDI и WDI по формулам 4.3.21—4.3.23, соответственно:

$$DDI = \frac{N(B_i - B_{si})}{A} = \frac{(10 \times 10^6)(1,655 - 1,58)}{1\,710\,000} = 0,4385;$$

$$SDI = \frac{Nm B_{si} (B_i - B_{si})}{A} = \\ = \frac{(10 \times 10^6)(0,25)(1,58)(0,00092 - 0,00080)}{1\,710\,000} = 0,3465;$$

$$WDI = \frac{W_e - W_p B_w}{A} = \frac{411\,281 - 50\,000}{1\,710\,000} = 0,2112.$$

Поскольку:

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1,0,$$

тогда:

$$EDI = 1,0 - (DDI + SDI + WDI) = \\ = 1,0 - (0,4385 + 0,3465 + 0,2112) = 0,0038.$$

Выполненные выше вычисления показали, что 43,85% добычи приходится на режим растворенного газа, 34,65% — на газонапорный режим, 21,12% — на водонапорный режим и только добыча 0,38% обусловлена упругим расширением связанной воды и породы. Из результата следует, что членом, соответствующим коэффициенту эффективности режима упругого расширения, при наличии газовой шапки или при падении пластового давления ниже уровня насыщения можно пренебречь. Однако в пластах с высокой сжимаемостью по-

рового объема, например в известняковых или неуплотненных песчаных породах, вклад расширения породы и воды нельзя игнорировать даже при высокой газонасыщенности.

В вычислениях по уравнению материального баланса источник погрешности часто является определением среднего по пласту давления и связанной с этим проблемой правильного взвешивания или усреднения давлений в отдельных скважинах. Например, такая проблема возникает, когда продуктивные пласты состоят из двух или более зон с различными значениями проницаемости. В этом случае зона с низкой проницаемостью обычно характеризуется более высоким давлением и, поскольку измеренные давления оказываются ближе к показателям зоны с высокой проницаемостью, итоговые результаты обычно занижаются и пласт ведет себя как при более низких запасах нефти. Объясняя этот эффект, Шилтуис (Schilthuis) назвал нефть в зонах с более высокой проницаемостью активной нефтью. Он показал, что *расчетное количество активной нефти обычно увеличивается со временем*, поскольку нефть и газ в зонах с низкой проницаемостью медленно расширяются, компенсируя падение давления. Это также относится к месторождениям, разрабатываемым по отдельным участкам, поскольку среднее давление может быть определено только для разработанных участков, тогда как давление в неосвоенных участках всегда выше. Крафт (Craft) и соавт. (1991) показали, что влияние погрешности определения давления на расчетные значения начальных притоков нефти и воды зависит от величины этой погрешности по отношению к падению пластового давления. Обратите внимание, что давление используется в уравнении материального баланса, главным образом, при определении разностей PVT-данных в зависимостях:

$$(B_o - B_{oi});$$

$$(B_g - B_{gi});$$

$$(R_{si} - R_s).$$

Поскольку падение давления обычно компенсируется притоком воды и расширением газовой шапки, погрешности давления в этих случаях выше, чем в ненасыщенных пластах. Для очень активных водонапорных режимов или больших по сравнению с нефтяной зоной газовых шапок погрешности определения начальных геологических запасов нефти с помощью уравнения материального баланса обычно существенны ввиду очень малого падения давления.

Дейк (Dake, 1994) вывел два «необходимых» условия для целесообразного применения уравнения материального баланса к продуктивному пласту.

1) Должны быть получены необходимые и достаточные данные пластового давления и

PVT-характеристики с точки зрения как периодичности измерений, так и их качества.

- 2) Необходимо определить изменение среднего пластового давления от времени разработки месторождения.

Определить падение среднего пластового давления от времени можно даже в случае больших перепадов давления по месторождению в обычных условиях. Для определения общей зависимости для всего пласта иногда можно усреднить значения падения давления в отдельных скважинах. Понятие среднего давления в скважине и его использование при определении средневзвешенного давления по объему пласта было рассмотрено в главе 1 и проиллюстрировано на рис. 1.24. На этом рисунке показано, что если $(\bar{p})_j$ и V_j соответствуют давлению и объему дренирования j -ой скважины, средневзвешенное давление по объему всего пласта можно рассчитать по формуле:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum (\bar{p}V)_j}{\sum V_j},$$

где:

V_j — поровый объем для объема дренирования j -ой скважины;

$(\bar{p})_j$ — средневзвешенное давление по j -ому объему дренирования.

V_j определить сложно, поэтому на практике для определения среднего пластового давления на основе давлений в областях дренирования отдельных скважин обычно используют относительные дебиты (g) отдельных скважин. Из определения изотермического коэффициента сжимаемости получим:

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p},$$

продифференцировав по времени, получим:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{cV} \frac{\partial V}{\partial t},$$

или:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{cV} (q).$$

Из этого выражения можно сделать вывод, что при относительно постоянном значении c в момент измерений:

$$V \propto \frac{q}{\frac{\partial p}{\partial t}}.$$

Поскольку дебиты периодически измеряются в течение всего срока эксплуатации место-

рождения, среднее пластовое давление можно также выразить через зависимости темпа падения среднего давления эффективности при дренировании для индивидуальных скважин:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i \left(\frac{\bar{p}q}{\frac{\partial p}{\partial t}} \right)_i}{\sum_i \left(\frac{q}{\frac{\partial p}{\partial t}} \right)_i}.$$

Однако поскольку уравнение материального баланса на практике применяют через равные промежутки времени в 3—6 месяцев, т. е. $\Delta t = 3-6$ месяцев, в течение всего срока разработки месторождения, среднее пластовое давление можно выразить через последовательную зависимость «чистого» изменения дебита пластовых флюидов $\Delta(F)$, как:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i \frac{\bar{p}_i \Delta(F)_i}{\Delta \bar{p}_i}}{\sum_i \frac{\Delta(F)_i}{\Delta \bar{p}_i}},$$

где общий дебит пластовых флюидов в моменты времени t и $t + \Delta t$ выражается, как:

$$F_t = \int_0^t [Q_g B_g + Q_w B_w + (Q_g - Q_g R_s - Q_w R_{sw}) B_s] dt;$$

$$F_{t+\Delta t} = \int_0^{t+\Delta t} [Q_g B_g + Q_w B_w + (Q_g - Q_g R_s - Q_w R_{sw}) B_s] dt,$$

с:

$$\Delta(F) = F_{t+\Delta t} - F_t,$$

где:

R_s — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;

R_{sw} — растворимость газа в воде, ст. фут³/ст. барр.;

B_s — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;

Q_g — дебит нефти, ст. барр./сут.;

Q_w — дебит воды, ст. барр./сут.;

Q_g — дебит газа, ст. фут³/сут.

Для замкнутой залежи, для которой известны только суммарная добыча флюидов и начальное пластовое давление, среднее давление можно ориентировочно оценить с помощью следующего выражения:

$$\bar{p}_r = p_i - \frac{5,371 \times 10^{-6} F_t}{c_s A h \phi},$$

где общая добыча флюидов F_t , как показано выше, равна:

$$F_t = \int_0^t [Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_g R_g - Q_g R_{gw}) B_g] dt,$$

где:

- A — площадь дренирования скважины или залежи, акры;
- h — толщина, фут;
- c_t — суммарный коэффициент сжимаемости, пси⁻¹;
- ϕ — пористость;
- p_i — начальное пластовое давление, пси.

Приведенное выше выражение можно использовать для вычисления последовательным методом (методом смены стационарных состояний), например от момента времени t до $t + \Delta t$:

$$(\bar{p}_r)_{t+\Delta t} = (\bar{p}_r)_t - \frac{5,371 \times 10^{-6} \Delta F}{c_t A h \phi},$$

с:

$$\Delta(F) = F_{t+\Delta t} - F_t.$$

4.4. Представление уравнения материального баланса в виде линейной функции

Проанализировав обобщенное уравнение материального баланса, т. е. уравнение 4.3.15, можно оценить физическое значение следующих групп слагаемых, из которого это уравнение состоит:

- $N_p[B_o + (R_p - R_g)B_g]$ отражает суммарный объем добытых из залежи газа и нефти;
- $W_p - W_p B_w$ отражает чистый приток воды, т. е. количество воды, которое остается в залежи;
- $[G_{inj} B_{gini} + W_{inj} B_w]$ — член, отражающий поддержание давления, равен суммарному количеству флюида, закачанного в залежь;
- $[m B_g (B_g/B_o - 1)]$ отражает чистое расширение газовой шапки на момент добычи N_p баррелей нефти при стандартных условиях (и измеряется в пл. барр./ст. барр. начальных геологических запасов нефти).

Уравнение 4.3.15 включает три неизвестных:

- 1) начальные геологические запасы нефти N ;
- 2) суммарный приток воды W_p ; и
- 3) относительный начальный размер газовой шапки в сравнении с размером нефтяной зоны m .

При разработке методологии определения трех вышеперечисленных неизвестных Гавлена и Оде (Navlena и Odeh, 1963, 1964) представили уравнение 4.3.15 в следующей форме:

$$\begin{aligned} N_p[B_o + (R_p - R_g)B_g] + W_p B_w = \\ = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{ni} - R_g)B_g] + \\ + m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{oi}} - 1 \right) + N B_{oi} (1 + m) \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p + \\ + W_p + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{gini} \end{aligned} \quad [4.4.1]$$

Затем они представили уравнение 4.4.1 в следующей сжатой форме:

$$F = N(E_o + m E_g + E_{fw}) + (W_p + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{gini}).$$

Если для простоты пренебречь поддержанием пластового давления путем закачки газа или воды, можно дополнительно упростить приведенное выше соотношение:

$$F = N(E_o + m E_g + E_{fw}) + W_p, \quad [4.4.2]$$

в котором члены F , E_o , E_g и E_{fw} определяются по следующим формулам:

- Член F называют количеством извлеченных флюидов и вычисляют по формуле:

$$F = N_p[B_o + (R_p - R_g)B_g] + W_p B_w. \quad [4.4.3]$$

В зависимости от двухфазного объемного коэффициента в пластовых условиях B , выражение для количества извлеченных флюидов F можно записать в следующем виде:

$$F = N_p[B_o + (R_p - R_g)B_g] + W_p B_w. \quad [4.4.4]$$

- Член E_o описывает расширение нефти и изначально растворенного в ней газа в зависимости от объемного коэффициента нефти в пластовых условиях:

$$E_o \approx (B_o - B_{oi}) + (R_{ni} - R_g)B_g. \quad [4.4.5]$$

Или, в эквивалентной форме, в зависимости от B_i :

$$E_o \approx B_i - B_{ni}. \quad [4.4.6]$$

- Член E_g обозначает расширение газовой шапки и вычисляется по следующей формуле:

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{oi}} - 1 \right). \quad [4.4.7]$$

Для двухфазного объемного коэффициента в пластовых условиях B , можно утверждать, что $B_{ni} \approx B_{oi}$, или:

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{oi}} - 1 \right).$$

- Член $E_{i,w}$ обозначает расширение начального объема воды и снижение порового объема:

$$E_{i,w} = B_o (1+m) \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1-S_{wi}} \Delta p. \quad [4.4.8]$$

Гавлена и Оде (Havlena и Odeh, 1963, 1964) проанализировали несколько залежей различных типов с применением формулы 4.4.2 и показали, что это выражение можно преобразовать, записав его в виде уравнения прямой линии. Например, если изначально в пласте отсутствовала газовая шапка (т. е. $m = 0$) или приток воды (т. е. $W_e = 0$) и коэффициентами сжимаемости породы пласта и воды можно пренебречь (т. е. $c_f = 0$ и $c_w = 0$), формула 4.4.2 упрощается до:

$$F = NE_o.$$

Из этого выражения видно, что график параметра F от параметра упругого расширения нефти E_o будет представлять собой прямую линию с угловым коэффициентом N , пересекающуюся с осью ординат в точке 0.

Метод прямой линии требует построения графика одной группы переменных от другой, при этом выбор группы переменных определяется механизмом извлечения флюида из залежи. Наиболее существенной особенностью данного метода решения является то, что в нем важна последовательность нанесения точек на график, направление построения и форма полученного графика.

Смысл метода прямой линии заключается в том, что последовательность нанесения точек на график очень важна. Если точки отклоняются от прямой линии, для этого имеются веские основания. Благодаря этому ценному наблюдению инженер-нефтяник получает полезную информацию, с помощью которой можно определить следующие неизвестные:

- начальные геологические запасы нефти N ;
- размер газовой шапки m ;
- приток воды W_e ;
- механизм извлечения флюида;
- среднее пластовое давление.

Чтобы продемонстрировать ценность данного метода, ниже рассмотрены случаи использования уравнения материального баланса в форме прямой линии для решения задач, возникающих при разработке месторождений. Рассмотрим шесть примеров применения этого метода:

Случай 1: определение N в замкнутых ненаасыщенных залежах.

Случай 2: определение N в замкнутых насыщенных залежах.

Случай 3: определение N и m в залежах с газонапорным режимом.

Случай 4: определение N и W_e в залежах с водонапорным режимом.

Случай 5: определение N , m и W_e в залежах с комбинированным механизмом извлечения флюида.

Случай 6: определение среднего пластового давления $\bar{p}$.

4.4.1. Случай 1: замкнутые ненаасыщенные нефтяные залежи

Уравнение материального баланса 4.4.2 в форме прямой линии можно записать в следующем виде:

$$N = N(E_o + mE_g + E_{i,w}) + W_e. \quad [4.4.9]$$

Если принять, что вода и газ в пласт не закачивались, можно опустить несколько членов в приведенном выше соотношении при наложении условий, связанных с принятым механизмом извлечения из залежи. Для замкнутого ненаасыщенного пласта условия, связанные с механизмом вытеснения, будут выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} W_e &= 0, \text{ поскольку залежь замкнутая;} \\ m &= 0, \text{ поскольку залежь ненасыщена;} \\ R_i &= R_u = R_p. \end{aligned}$$

Подставив приведенные выше условия в формулу 4.1.9, получим:

$$F = N(E_o + E_{i,w}), \quad [4.4.10]$$

или:

$$N = \frac{F}{E_o + E_{i,w}}; \quad [4.4.11]$$

с:

$$F = N_p B_o + W_p B_w; \quad [4.4.12]$$

$$E_o = B_o - B_{oi}; \quad [4.4.13]$$

$$E_{i,w} = B_{oi} \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p; \quad [4.4.14]$$

$$\Delta p = p_i - \bar{p}_r,$$

где:

- N — начальные (исходные) геологические запасы нефти;
- p_i — начальное пластовое давление;
- $\bar{p}_r$ — средневзвешенное давление по объему залежи.

При открытии нового месторождения инженер-нефтяник должен, в первую очередь, определить, можно ли считать пласт-коллектор замкнутым, т. е. $W_e = 0$. Классическое решение этой задачи включает в себя сбор всех необходимых данных (т. е. режим извле-

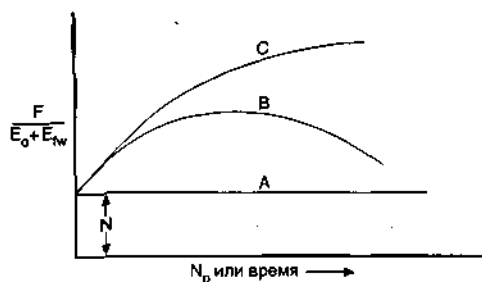
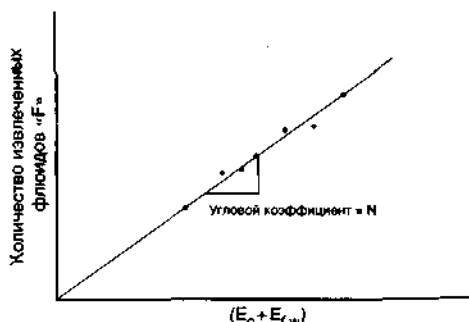


Рис. 4.16. Классификация пласта

Рис. 4.17. График зависимости количества извлеченных флюидов от $E_o + E_{f,w}$

чения, давление и PVT-данные) для оценки правой части уравнения 4.4.11. Далее для всех значений давления и времени строится график $F/(E_o + E_{f,w})$ от суммарной добычи N_p или времени, как показано на рис. 4.16. Дейк (Dake, 1994) предположил, что такой график может принимать две формы:

- 1) Если все расчетные точки выражения $F/(E_o + E_{f,w})$ ложатся на горизонтальную прямую линию (см. линию A на рис. 4.16), можно предположить, что данная залежь представляет классический замкнутый резервуар. Это означает, что залежь характеризуется исключительно режимом естественного дренирования и источником энергии является только упругое расширение породы, связанной воды и нефти. Кроме того, по ординате пологого участка можно определить начальные геологические запасы нефти N .
- 2) Если же расчетные значения выражения $F/(E_o + E_{f,w})$ возрастают, см. кривые B и C, источником энергии пласта является приток воды, аномальное сжатие пор или комбинация этих двух факторов. Кривая B на рис. 4.16 может характеризовать месторождение с активным водонапорным режимом, в котором водоносный горизонт ведет себя как бесконечный, тогда как кривая C отражает ограниченный водоносный горизонт, который истощается синхронно с самим коллектором. Тенденция точек на кривой C к снижению с течением времени свидетельствует об уменьшении энергии водоносного горизонта. Дейк (Dake, 1994) показал, что для пластов с активным водонапорным режимом форма кривой $F/(E_o + E_{f,w})$ от времени в значительной степени зависит от темпа добычи. Например, если темп добычи из пласта превышает скорость притока воды, расчетные значения $F/(E_o + E_{f,w})$ будут снижаться, отражая уменьшение энергии водоносного горизонта. При падении темпа добычи тенденция изменяется на противоположную и координаты точек растут.

Аналогично, для проверки механизма извлечения из залежи и определения начальных геологических запасов нефти можно использовать уравнение 4.4.10. График зависимости количества извлеченных флюидов F от члена расширения $(E_o + E_{f,w})$ должен представлять собой прямую линию, проходящую через начало координат и имеющую угловой коэффициент N . Следует отметить, что начало координат является «обязательной» фиксированной точкой и ее следует использовать для построения прямой линии (как показано на рис. 4.17).

Такая методика интерпретации полезна тем, что если, несмотря на ожидаемое для залежи линейное соотношение, фактические точки отклоняются от прямой, такое отклонение само по себе может характеризовать реально действующий в пласте механизм извлечения флюида.

Линейный график количества извлеченных флюидов F от члена упругого расширения $(E_o + E_{f,w})$ показывает, что месторождение ведет себя как замкнутое, т. е. отсутствует приток воды и добыча осуществляется строго в режиме естественного дренирования за счет упругого расширения флюида. С другой стороны, нелинейность графика свидетельствует о том, что залежь характеризуется водонапорным режимом.

Пример 4.3. Месторождение Virginia Hills Beaverhill Lake представляет собой замкнутый ненаасыщенный коллектор. Расчеты объемным методом показали, что начальные геологические запасы нефти в пласте составляют 270,6 млн ст. барр. Начальное пластовое давление составляет 3685 пси [25,4 МПа]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$\begin{aligned} S_{wi} &= 24\%; B_w = 1,0 \text{ пл. барр./ст. барр.}; \\ c_w &= 3,62 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; p_b = 1500 \text{ пси}; \\ c_f &= 4,95 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}. \end{aligned}$$

Показатели разработки месторождения и PVT-данные приведены ниже в таблице:

Среднее давление по объему	Число добыва- ющих скважин	B_0 (пл. барр./ст. барр.)	N_p (тыс. ст. барр.)	W_p (тыс. ст. барр.)
3685	1	1,3102	0	0
3680	2	1,3104	20,481	0
3676	2	1,3104	34,750	0
3667	3	1,3105	78,557	0
3664	4	1,3105	101,846	0
3640	19	1,3109	215,681	0
3605	25	1,3116	364,613	0
3567	36	1,3122	542,985	0,159
3515	48	1,3128	841,591	0,805
3448	59	1,3130	1273,53	2,579
3360	59	1,3150	1691,887	5,008
3275	61	1,3160	2127,077	6,500
3188	61	1,3170	2575,330	8,000

Требуется рассчитать начальные геологические запасы нефти с помощью уравнения материального баланса и сравнить их с результатом вычислений объемным методом N .

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем выражение $E_{f,w}$ для начального расширения воды и породы по формуле 4.4.14:

$$E_{f,w} = B_w \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p =$$

$$= (1,3102) \frac{(0,24)(3,62 \times 10^{-6}) + 4,95 \times 10^{-6}}{1 - 0,24} \Delta p =$$

$$= 10,0 \times 10^{-6} (3685 - \bar{p}).$$

Шаг 2. Составим следующую таблицу с помощью формул 4.4.12 и 4.4.13:

$$F = N_p B_0 + W_p B_w;$$

$$E_0 = B_0 - B_w;$$

$$E_{f,w} = 10,0 \times 10^{-6} (3685 - \bar{p}).$$

Шаг 3. Построим график количества извлеченных флюидов F от выражения, описывающего режим расширения ($E_0 + E_{f,w}$) в декартовой системе координат, как показано на рис. 4.18.

Шаг 4. Проведем через точки прямую наилучшего соответствия и определим ее угловой коэффициент и объем активных начальных геологических запасов нефти:

$$N = 257 \text{ млн ст. барр.}$$

$\bar{p}$, (psi)	F (тыс. пл. барр.)	E_0 (пл. барр./ ст. барр.)	Δp	$E_{f,w}$	$E_0 + E_{f,w}$
3685	—	—	0	0	—
3680	26,84	0,0002	5	50×10^{-6}	0,00025
3676	45,54	0,0002	9	90×10^{-6}	0,00029
3667	102,95	0,0003	18	180×10^{-6}	0,00048
3664	133,47	0,0003	21	210×10^{-6}	0,00051
3640	282,74	0,0007	45	450×10^{-6}	0,00115
3605	478,23	0,0014	80	800×10^{-6}	0,0022
3567	712,66	0,0020	118	1180×10^{-6}	0,00318
3515	1105,65	0,0026	170	1700×10^{-6}	0,0043
3448	1674,72	0,0028	237	2370×10^{-6}	0,00517
3360	2229,84	0,0048	325	3250×10^{-6}	0,00805
3275	2805,73	0,0058	410	4100×10^{-6}	0,0099
3188	3399,71	0,0068	497	4970×10^{-6}	0,0117

Необходимо отметить, что значение начальных геологических запасов нефти, определенное по уравнению материального баланса, называют «эффективным» или «активным». Это значение обычно меньше полученного объемным методом вычислений, поскольку часть нефти находится в зонах, ограниченных непроницаемыми сбросами, или в зонах пласта с низкой проницаемостью.

4.4.2. Случай 2: замкнутые насыщенные нефтяные залежи

Нефтяной пласт, начальное давление в котором соответствует давлению насыщения, называют «насыщенным». Основные механизмы извлечения из залежей такого типа обусловлены разгазированием нефти и расширением растворенного газа после падения давления ниже давления насыщения. Единственным неизвестным в случае замкнутых насыщенных нефтяных залежей является объем начальных геологических запасов нефти N . Как правило,

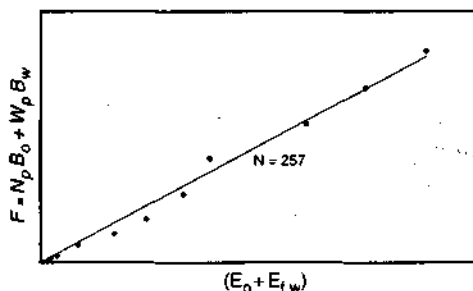


Рис. 4.18. График F от $E_0 + E_{f,w}$ к примеру 4.3

выражение $E_{f,w}$, описывающее упругое расширение породы и флюидов, пренебрежимо мало в сравнении с расширением растворенного газа, однако рекомендуется включать этот член в расчеты. Уравнение 4.4.9 можно упростить и привести его к виду, идентичному уравнению 4.4.10. То есть:

$$F = N(E_o + E_{f,w}). \quad [4.4.15]$$

Однако параметры F и E_o , входящие в вышеупомянутое выражение, приведены в развернутой форме, отражающей состояние пласта по мере падения давления ниже давления насыщения. Количество извлеченных флюидов F и выражение, описывающее режим расширения ($E_o + E_{f,w}$), определяются по следующим формулам:

$$F \text{ в терминах } B_o \quad F = N_p[B_o + (R_p - R_i)B_g] + W_p B_w;$$

или в эквивалентной форме,

$$\text{в терминах } B_i \quad F = N_p[B_i + (R_p - R_{in})B_g] + W_p B_w;$$

$$E_o \text{ в терминах } B_o \quad E_o = (B_o - B_{on}) + (R_i - R_{in})B_g;$$

или в эквивалентной форме,

$$\text{в терминах } B_i \quad E_o = B_i - B_{in}$$

и

$$E_{f,w} = B_{on} \frac{S_{wi}c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p.$$

Из уравнения 4.4.15 видно, что график зависимости количества извлеченных флюидов F , рассчитанного на основе фактических по-

казателей разработки залежи, от выражения, описывающего режим упругого расширения ($E_o + E_{f,w}$), представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат и имеющую угол наклона N .

Такая методика интерпретации полезна тем, что если, несмотря на ожидаемое для залежи в соответствии с уравнением 4.4.15 простое линейное соотношение, фактические точки отклоняются от прямой, такое отклонение само по себе может характеризовать реально действующий в пласте механизм извлечения. Например, уравнение 4.4.15 может превратиться в нелинейную функцию из-за неучтенного притока воды в залежь, способствующего поддержанию давления.

Пример 4.4* Замкнутый ненасыщенный нефтяной пласт характеризуется давлением насыщения 4500 пси [31,0 МПа]. Начальное пластовое давление составляет 7150 пси [49,3 МПа], а согласно вычислениям объемным методом, начальные геологические запасы нефти равны 650 млн ст. барр. Месторождение представляет собой карбонатный трещинный коллектор с малой проницаемостью и разрабатывается без поддержания давления путем закачки воды. Текущее пластовое давление составляет 3685 пси [25,4 МПа]. Имеются также следующие дополнительные данные:

$$S_{wi} = 43\%; \quad c_f = 3,3 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$B_w = 1,0 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$c_w = 3,00 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1};$$

$$p_o = 1500 \text{ пси.}$$

p (пси)	Q_o (ст. барр./сут.)	Q_g (млн ст. фут ³ /сут.)	B_o (пл. барр./ст. барр.)	R_i (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_g (пл. барр./ст. фут ³)	N_p (млн ст. барр.)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)
7150	—	—	1,743	1450	—	0	1450
6600	44230	64,110	1,760	1450	—	8,072	1450
5800	79326	115,616	1,796	1450	—	22,549	1455
4950	75726	110,192	1,830	1450	—	36,369	1455
4500	—	—	1,850	1450	—	43,473	1447
4350	70208	134,685	1,775	1323	0,000797	49,182	1576
4060	50416	147,414	1,670	1143	0,000840	58,383	1788
3840	35227	135,282	1,611	1037	0,000881	64,812	1992
3600	26027	115,277	1,566	958	0,000916	69,562	2158
3480	27452	151,167	1,523	882	0,000959	74,572	2383
3260	20975	141,326	1,474	791	0,001015	78,400	2596
3100	15753	125,107	1,440	734	0,001065	81,275	2785
2940	14268	116,970	1,409	682	0,001121	83,879	2953
2800	13819	111,792	1,382	637	0,001170	86,401	3103

* L.P. Duke, *The Practice of Reservoir Engineering*, 1994, Elsevier.

Показатели разработки месторождения и PVT-данные приведены в таблице на предыдущей странице.

Требуется рассчитать начальные геологические запасы нефти с использованием уравнения материального баланса и сравнить их с результатом вычислений объемным методом N .

Решение.

Шаг 1. Начальные геологические запасы нефти в ненасыщенном коллекторе описываются формулой 4.41:

$$N = \frac{F}{E_o + E_{f,w}},$$

где:

$$F = N B_o;$$

$$E_o = B_o - B_w;$$

$$E_{f,w} = B_o \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p =$$

$$= 1,743 \frac{(0,43)(3,0 \times 10^{-6}) + 3,3 \times 10^{-6}}{1 - 0,43} \Delta p =$$

$$= 8,05 \times 10^{-6} (7150 - \bar{p}_r).$$

Шаг 2. Рассчитаем N на основе характеристик ненасыщенной залежи:

$$F = N B_o;$$

$$E_o = B_o - B_w = B_o - 1,743;$$

$$E_{f,w} = 8,05 \times 10^{-6} (7150 - \bar{p}_r).$$

$\bar{p}_r$ (пси)	F (млн барр.)	E_o (мл. барр./ст. барр.)	Δp (пси)	$E_{f,w}$ (мл. барр./ст. барр.)	$N = F / (E_o + E_{f,w})$ (млн ст. барр.)
7150	—	—	0	0	—
6600	14,20672	0,0170	550	0,00772	574,7102
5800	40,49800	0,0530	1350	0,018949	562,8741
4950	66,55527	0,0870	2200	0,030879	564,6057
4500	80,42505	0,1070	2650	0,037195	557,752

Из приведенных выше вычислений следует, что начальные геологические запасы нефти, рассчитанные на основе показателей разработки ненасыщенной залежи, составляют 558 млн ст. барр., что примерно на 14 % ниже результатов вычислений объемным методом, равных 650 млн ст. барр.

Шаг 3. Рассчитаем N на основе характеристик всей залежи в целом:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_i) B_i];$$

$$E_o = (B_o - B_w) + (R_w - R_i) B_i,$$

$\bar{p}_r$ (пси)	F (млн барр.)	E_o (мл. барр./ст. барр.)	Δp (пси)	$E_{f,w}$ (мл. барр./ст. барр.)	$N = F / (E_o + E_{f,w})$ (млн ст. барр.)
7150	—	—	0	0	—
6600	14,20672	0,0170	550	0,00772	574,7102
5800	40,49800	0,0530	1350	0,018949	562,8741
4950	66,55527	0,0870	2200	0,030879	564,6057
4500	80,42505	0,1070	2650	0,037195	557,752
4350	97,21516	0,133219	2800	0,09301	563,5015
4060	129,1315	0,184880	3090	0,043371	565,7429
3840	158,9420	0,231853	3310	0,046459	571,0827
3600	185,3966	0,273672	3550	0,048986	574,5924
3480	220,9165	0,324712	3670	0,051512	587,1939
3260	259,1963	0,399885	3890	0,054600	570,3076
3100	294,5662	0,459540	4050	0,056846	570,4382
2940	331,7239	0,526928	4210	0,059092	566,0629
2800	368,6921	0,590210	4350	0,061057	566,1154
Среднее					570,0000

Следует отметить, что если пластовое давление продолжит свое падение ниже давления насыщения с соответствующим увеличением объема растворенного газа, может наступить момент, когда насыщенность газа, полученного при разгазировании, превысит точку критической газонасыщенности, в результате чего дебит газа увеличится до количеств, несоизмеримых количеству нефти. На этой стадии первичной добычи данную ситуацию предотвратить практически невозможно. Как говорилось выше, первичное извлечение из залежей такого типа редко превышает 30 %. Однако в достаточно благоприятных условиях нефть и газ могут разделяться, при этом газ будет мигрировать вверх по пласту, что может привести к сохранению естественной энергии пласта с последующим повышением общего коэффициента извлечения нефти. В нефтедобыче для поддержания давления выше уровня насыщения или иногда для увеличения пластового давления до давления насыщения традиционно используется закачка воды. В коллекторах такого типа при падении пластового давления ниже давления насыщения некоторый объем выделившегося из нефти газа останется в пласте в свободной форме. Этот объем, выраженный в ст. фут³, вычисляется по формуле 4.4.7 следующим образом:

$$[\text{объем свободного газа в ст. фут}^3] =$$

$$= NR_u - (N - N_p) R_i - N_p R_p,$$

Однако общий объем газа разгазирования при любом падении давления вычисляется по формуле:

$$\left[\begin{array}{c} \text{общий объем высвободившегося} \\ \text{газа в ст. куб. футах} \end{array} \right] = NR_u - (N - N_p)R_i.$$

Таким образом, доля от общего количества растворенного газа, оставшаяся в пласте в свободной форме, α_g , на любой стадии добычи определяется по формуле:

$$\alpha_g = \frac{NR_u - (N - N_p)R_i - N_p R_p}{NR_u - (N - N_p)R_i} = 1 - \frac{N_p R_p}{NR_u - (N - N_p)R_i}.$$

Также этот показатель можно выразить в виде доли от начальных геологических запасов газа:

$$\alpha_g = \frac{NR_u - (N - N_p)R_i - N_p R_p}{NR_u} = 1 - \frac{(N - N_p)R_i + N_p R_p}{NR_u}.$$

Вычисление изменений насыщенности флюида с падением пластового давления является неотъемлемой частью использования уравнения материального баланса. Оставшийся объем каждой фазы можно определить путем вычисления насыщенности различных фаз:

$$\text{нефтенасыщенность } S_o = \frac{\text{объем нефти}}{\text{порový объем}};$$

$$\text{водонасыщенность } S_w = \frac{\text{объем воды}}{\text{порový объем}};$$

$$\text{газонасыщенность } S_g = \frac{\text{объем газа}}{\text{порový объем}};$$

и:

$$S_o + S_w + S_g = 1,0.$$

Рассмотрим замкнутый насыщенный нефтяной пласт, содержащий при начальном пластовом давлении p , т. е. p_o , N ст. барр., начальная нефтенасыщенность при давлении насыщения составит:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}.$$

Из определения нефтенасыщенности:

$$\frac{\text{объем нефти}}{\text{порový объем}} = \frac{NB_{oi}}{\text{порový объем}} = 1 - S_{wi}.$$

или:

$$\text{порový объем} = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}.$$

Если из залежи добыто N_p баррелей нефти при стандартных условиях, оставшийся объем нефти равен:

$$\text{оставшийся объем нефти} = (N - N_p)B_o.$$

Из этого следует, что в нефтяном пласте замкнутого типа нефтенасыщенность на любой стадии добычи при давлении ниже точки насыщения можно выразить, как:

$$S_o = \frac{\text{объем нефти}}{\text{порový объем}} = \frac{(N - N_p)B_o}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}}.$$

Выполним преобразования:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}}.$$

Поскольку с падением пластового давления происходит разгазирование нефти, газонасыщенность увеличивается, тогда она (если считать водонасыщенность S_{wi} постоянной) равна:

$$S_g = 1 - S_{wi} - S_o.$$

или:

$$S_g = 1 - S_{wi} - (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}}.$$

Упростим:

$$S_g = (1 - S_{wi}) \left[1 - \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} \right].$$

Еще одной важной функцией уравнения материального баланса является согласование данных добыча—давление, полученных для отдельных скважин в течение их эксплуатации. После падения пластового давления ниже давления насыщения важно выполнить следующие операции:

- Определить отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} для всего пласта или области дренирования отдельных скважин.
- Рассчитать эффективность вытеснения растворенным газом.
- Проверить газовый фактор в сравнении с лабораторными данными растворимости газа R_p , чтобы определить давление насыщения и критическую газонасыщенность.

Текущий газовый фактор (GOR), как приведено в главе 5, равен:

$$\text{GOR} = \frac{Q_g}{Q_o} = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right)$$

Это выражение можно преобразовать, определив отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} :

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = (\text{GOR} - R_s) \left(\frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \right)$$

Одним из наиболее применяемых направлений использования уравнения материального баланса является возможность определять для месторождения отношение коэффициентов относительных проницаемостей как функцию газонасыщенности, которую можно использовать для коррекции лабораторных данных по коэффициентам относительных проницаемостей. Основным достоинством определенного для месторождения или скважины отношения коэффициентов относительных проницаемостей является то, что оно учитывает неоднородность пласта и степень дегазации нефти и выхода из нее газа.

Следует отметить, что лабораторные данные по коэффициентам относительных проницаемостей относятся к коллекторам без сегрегации, т. е. коллекторам, в которых насыщенность флюидов с высотой не изменяется. Лабораторные значения коэффициентов относительных проницаемостей наилучшим образом подходят для модели резервуара. Для пластов с полной гравитационной сегрегацией (разделением) можно определить отношение коэффициентов псевдоотносительной проницаемости k_{rg}/k_{ro} . Полная сегрегация означает, что в верхней части пласта содержатся газ и неподвижная, т. е. остаточная, нефть S_{or} , тогда как в нижней части пласта находятся нефть и неподвижный газ S_{gc} в состоянии критической газонасыщенности. Наличие вертикальных перетоков предполагает, что весь газ с насыщенностью выше S_{gc} высвобождается из нижней части и быстро мигрирует вверх, тогда как вся нефть с насыщенностью выше S_{or} из верхней части стекает в нижнюю часть. На основе этих допущений Постон (Poston, 1987) предложил два следующих соотношения:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{(S_g - S_{gc})(k_{rg})_{or}}{(S_o - S_{or})(k_{ro})_{gc}};$$

$$k_{ro} = \left[\frac{S_o - S_{or}(k_{rg})_{or}}{1 - S_w - S_{gc} - S_{or}} \right] (k_{ro})_{gc},$$

где:

$(k_{ro})_{gc}$ — относительная проницаемость для

нефти в условиях критической газонасыщенности;

$(k_{rg})_{or}$ — относительная проницаемость для газа в условиях остаточной нефтенасыщенности.

Если пласт изначально не насыщен, т. е. $p_i > p_b$, пластовое давление по мере добычи будет продолжать снижаться до тех пор, пока в конечном итоге оно не достигнет уровня насыщения. Рекомендуются выполнять вычисления по уравнению материального баланса в два этапа: первый этап от p_i до p_b и второй этап от p_b до других более низких давлений p . В результате падения давления от p_i до p_b происходят следующие изменения:

- В соответствии с коэффициентом сжимаемости воды c_w связанная вода расширяется, что приводит к повышению ее насыщенности (при условии отсутствия добычи воды).
- В соответствии с коэффициентом сжимаемости породы пласта c_f происходит снижение (сжатие) порового объема всего пласта.

Таким образом, необходимо выполнить ряд вычислений, чтобы определить пластовые условия при давлении насыщения. Эти вычисления заключаются в определении следующих параметров:

- Начальные геологические запасы нефти N_i при давлении p_i при начальных значениях нефти- и водонасыщенности S_{oi}^i и S_{wi}^i .
- Суммарная добыча нефти при давлении насыщения N_{pb} .
- Оставшееся количество нефти при давлении насыщения, т. е. начальное количество нефти в момент достижения давления насыщения:

$$N_b = N_i - N_{pb}$$

- Суммарный поровый объем при давлении насыщения, $(PV)_b$:

$(PV)_b$ = оставшийся объем нефти + объем связанной воды + расширение связанной воды - снижение порового объема из-за сжатия;

$$(PV)_b = (N_i - N_{pb}) B_{or} + \frac{N_i B_{oi} S_{wi}^i}{1 - S_{wi}^i} + \frac{N_i B_{oi} (p_i - p_b) (S_{wi}^i c_w - c_f)}{1 - S_{wi}^i}.$$

Упростим:

$$(PV)_b = (N_i - N_{pb}) B_{or} + \frac{N_i B_{oi}}{1 - S_{wi}^i} \times [S_{wi}^i + (p_i - p_b) (S_{wi}^i c_w - c_f)].$$

- Начальные значения нефти- и водонасыщенности в момент достижения давления насыщения, т. е. S_{oi} и S_{wi} , равны:

$$S_{oi} = \frac{(N_i - N_{pb})B_{ob}}{(PV)_b} = \frac{(N_i - N_{pb})B_{ob}}{(N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_p B_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] [S_{wi} + (p_i - p_b)(S_{wi} c_w - c_f)]}$$

$$S_{oi} = \frac{\left[\frac{N_p B_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] [S_{wi} + (p_i - p_b)(S_{wi} c_w - c_f)]}{(N_i - N_{pb})B_{ob} + \left[\frac{N_p B_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] [S_{wi} + (p_i - p_b)(S_{wi} c_w - c_f)]} = 1 - S_{wi}$$

- Нефтенасыщенность при любом давлении ниже p_b рассчитывается по формуле:

$$S_{oi} = \frac{(N_i - N_p)B_o}{(PV)_b} = \frac{(N_i - N_p)B_o}{(N_i - N_p)B_{ob} + \left[\frac{N_p B_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] [S_{wi} + (p_i - p_b)(S_{wi} c_w - c_f)]}$$

Газонасыщенность при любом давлении ниже p_b при условии отсутствия добычи воды рассчитывается по формуле:

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi}$$

где:

- N_i — начальные геологические запасы нефти при давлении p_i , т. е. $p_i > p_b$, ст. барр.;
- N_b — начальные геологические запасы нефти при давлении насыщения, ст. барр.;
- N_{pb} — суммарная добыча нефти при давлении насыщения, ст. барр.;
- S_{oi} — нефтенасыщенность при давлении p_i , $p_i > p_b$;
- S_{oi} — начальная нефтенасыщенность при давлении p_b ;
- S_{wi} — водонасыщенность при давлении p_i , $p_i > p_b$;
- S_{wi} — начальная водонасыщенность при давлении p_b .

Также очень удобно представлять количественные данные добычи флюида в графической форме с использованием карт разработки. Карта разработки, по сути, иллюстрирует увеличивающийся размер области дренирования для продуктивной скважины. Область дренирования для каждой скважины обозначается кружком с радиусом «нефтяного пузыря» r_{ob} , равным:

$$r_{ob} = \sqrt{\frac{5,615 N_p}{\pi \phi h \left(\frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}} - \frac{S_o}{B_o} \right)}}$$

Это выражение основано на допущении о том, что условия насыщенности равномерно распределены по всей области дренирования, где:

- r_{ob} — радиус нефтенасыщенной зоны, фут;
- N_p — суммарная добыча нефти из скважины на текущий момент, пл. барр.;
- S_o — текущая нефтенасыщенность.

Аналогично можно графически описать увеличивающийся объем свободного газа в пласте, рассчитав радиус «газового пузыря» r_{gs} по формуле:

$$r_{gs} = \sqrt{\frac{5,615 [NR_{oi} - (N - N_p)R_e - N_p R_g] B_g}{\pi \phi h (1 - S_o - S_{wi})}}$$

где:

- r_{gs} — радиус «газовой шапки», фут;
- N_p — суммарная добыча нефти из скважины на текущий момент, пл. барр.;
- B_g — текущий объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;
- S_o — текущая нефтенасыщенность.

Пример 4.5. Помимо данных, приведенных в примере 4.4, для месторождения с карбонатным коллектором, на следующей странице приведены также отношения вязкостей нефти и газа как функция от давления и PVT-данные.

С помощью приведенных данных изменения давления и добычи с начала разработки залежи рассчитать следующее:

- Долю растворенного газа, полученного при дегазации нефти по мере снижения давления ниже давления насыщения и оставшегося в пласте. Выразить объем оставшегося газа как долю от общего полученного при дегазации нефти количества газа α_g и общего начального количества растворенного газа α_{gi} .
- Значения нефте- и газонасыщенности.
- Отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{re}/k_{ro} .

Решение.

Шаг 1. Составим таблицу значений α_g и α_{gi} , рассчитанных по формуле:

$$\alpha_g = 1 - \left[\frac{N_p R_g}{NR_{oi} - (N - N_p)R_e} \right] = 1 - \left[\frac{N_p R_g}{(570)(1450) - (570 - N_p)R_e} \right];$$

p (пси)	Q_p (ст. барр./сут.)	Q_p (млн ст. фут ³ /сут.)	B_p (пл. барр./ст. барр.)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_p (пл. барр./ст. фут ³)	μ_o/μ_r	N_p (млн ст. барр.)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)
7150	-	-	1,743	1450	-	-	0	1450
6600	44 230	64,110	1,760	1450	-	-	8,072	1450
5800	79 326	115,616	1,796	1450	-	-	22,549	1455
4950	75 726	110,192	1,830	1450	-	-	36,369	1455
4500	-	-	1,850	1450	-	5,60	43,473	1447
4350	70 208	134,685	1,775	1323	0,000797	6,02	49,182	1576
4060	50 416	147,414	1,670	1143	0,000840	7,24	58,383	1788
3840	35 227	135,282	1,611	1037	0,000881	8,17	64,812	1992
3600	26 027	115,277	1,566	958	0,000916	9,35	69,562	2158
3480	27 452	151,167	1,523	882	0,000959	9,95	74,572	2383
3260	20 975	141,326	1,474	791	0,001015	11,1	78,400	2596
3100	15 753	125,107	1,440	734	0,001065	11,9	81,275	2785
2940	14 268	116,970	1,409	682	0,001121	12,8	83,879	2953
2800	13 819	111,792	1,382	637	0,001170	13,5	86,401	3103

$$\alpha_g = 1 - \left[\frac{(N - N_p)R_i + N_p R_p}{NR_n} \right] =$$

$$= 1 - \left[\frac{(570 - N_p)R_i + N_p R_p}{(570)(1450)} \right]$$

То есть:

p (пси)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)	N_p (млн ст. барр.)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)	α_g (%)	α_o (%)
7150	1450	0	1450	0,00	0,00
6600	1450	8,072	1450	0,00	0,00
5800	1450	22,549	1455	0,00	0,00
4950	1450	36,369	1455	0,00	0,00
4500	1450	43,473	1447	0,00	0,00
4350	1323	49,182	1576	43,6	7,25
4060	1143	58,383	1788	56,8	16,6
3840	1037	64,812	1992	57,3	21,0
3600	958	69,562	2158	56,7	23,8
3480	882	74,572	2383	54,4	25,6
3260	791	78,400	2596	53,5	28,3
3100	734	81,275	2785	51,6	29,2
2940	682	83,879	2953	50,0	29,9
2800	637	86,401	3103	48,3	30,3

Шаг 2. Рассчитаем поровый объем при давлении насыщения по формуле:

$$(PV)_b = (N_i - N_{ps})B_{ob} + \frac{N_i B_{oi}}{1 - S_{wi}} \times$$

$$\times [S_{wi} + (p_i - p_b)(S_{wi} c_w - c_f)] =$$

$$= (570 - 43,473)(1,85) + \left[\frac{(570)(1,743)}{1 - 0,43} \right] \times$$

$$\times [0,43 + (7150 - 4500)(0,43)(3,0 \times 10^{-6}) -$$

$$- 3,3 \times 10^{-6}] = 1,71 \times 10^9 \text{ пл. барр.}$$

Шаг 3. Рассчитаем значения начальной нефте- и водонасыщенности при давлении насыщения по формуле:

$$S_{oi} = \frac{(N_i - N_{ps})B_{ob}}{(PV)_b} =$$

$$= \frac{(570 \times 10^6 - 43,473 \times 10^6)(1,85)}{1,71 \times 10^9} = 0,568;$$

$$S_{wi} = 1 - S_{oi} = 1 - 0,568 = 0,432.$$

Шаг 4. Рассчитаем значения нефте- и газонасыщенности как функцию от давления ниже p_b :

$$S_a = \frac{(N_i - N_p)B_o}{(PV)_o} = \frac{(570 \times 10^6 - N_p)B_o}{1,71 \times 10^9}$$

Газонасыщенность S_g при любом давлении ниже p_b определяется по формуле:

$$S_g = 1 - S_o - 0,432.$$

p (пси)	N_p (млн ст. барр.)	S_o (%)	S_g (%)
4500	43,473	56,8	0,00
4350	49,182	53,9	2,89
4060	58,383	49,8	6,98
3840	64,812	47,5	9,35
3600	69,562	45,7	11,1
3480	74,572	44,0	12,8
3260	78,400	42,3	14,6
3100	81,275	41,1	15,8
2940	83,879	40,0	16,9
2800	86,401	39,0	17,8

Шаг 5. Рассчитаем газовый фактор как функцию от давления:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o}$$

p (пси)	Q_o (ст. барр./сут.)	Q_g (млн ст. фут ³ /сут.)	$GOR = Q_g/Q_o$ (ст. фут ³ /ст. барр.)
4500	—	—	1450
4350	70208	134,685	1918
4060	50416	147,414	2923
3840	35227	135,282	3840
3600	26027	115,277	4429
3480	27452	151,167	5506
3260	20975	141,326	6737
3100	15753	125,107	7942
2940	14268	116,970	8198
2800	13819	111,792	8090

Шаг 6. Рассчитаем отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{r_i}/k_{r_o} :

$$\left(\frac{k_{r_i}}{k_{r_o}}\right) = (GOR - R_s) \left(\frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o}\right)$$

Если имеются лабораторные данные относительных проницаемостей, рекомендуется

использовать следующую процедуру для получения коэффициентов относительных проницаемостей для месторождения по данным разработки:

- 1) Чтобы рассчитать зависимость отношения коэффициентов относительных проницаемостей k_{r_i}/k_{r_o} от S_o , как показано в примере 4.5, надо использовать данные изменения давления и добычи за как можно более длительный период.
- 2) Построить график отношения коэффициентов проницаемостей k_{r_i}/k_{r_o} от насыщенности жидкости S_L , т. е. $S_L = S_o + S_{wa}$, в полулогарифмических координатах.
- 3) Нанести на график, построенный в шаге 2, лабораторные данные относительных проницаемостей. Продлить данные проницаемости, рассчитанные по показателям месторождения, параллельно лабораторным данным.
- 4) Экстраполированные данные проницаемостей, рассчитанные по показателям месторождения, которые были получены в шаге 3, характеризуют относительные проницаемости пласта, и их следует использовать для прогнозирования технологических показателей месторождения.

Следует отметить, что в большинстве пластов с режимом растворенного газа методы первичной добычи позволяют извлечь лишь небольшую часть геологических запасов нефти. При этом газ, полученный при дегазации нефти, мигрирует в пласте гораздо быстрее, чем нефть. Извлечение нефти за счет расширения высвободившегося газа в пластах этого типа является основным механизмом извлечения флюида. В общем случае можно оценить количество газа, которое можно извлечь методом первичной добычи, и таким образом определить конечную точку, т. е. максимум на кривой рабочей характеристики нефтеотдачи. Двойной логарифмический график суммарной добычи газа (по оси y) от суммарной добычи нефти (по оси x) отражает линию извлечения углеводородов. Полученную кривую можно экстраполировать на суммарные запасы газа, т. е. $(NR_{g,i})$, и определить таким образом верхний предел нефтеотдачи на момент ликвидации (забрасывания).

Пример 4.6. Используя данные из примера 4.5, определить коэффициент извлечения нефти (нефтеотдачи) и суммарную добычу нефти после извлечения 50 % растворенного газа.

Решение.

Шаг 1. Используя данные по геологическим запасам из примера 4.5 и определение коэффициента извлечения, составим следующую таблицу:

P (пси)	N_p (млн ст. барр.)	S_o (%)	S_w (%)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)	μ_o/μ_w	B_o (мл. барр./ ст. барр.)	B_w (мл. барр./ ст. фут ³)	$GOR = Q_o/Q_w$ (ст. фут ³ /ст. барр.)	k_{rg}/k_{rw}
4500	43,473	56,8	0,00	1450	5,60	1,850	—	1450	—
4350	49,182	53,9	2,89	1323	6,02	1,775	0,000797	1918	0,0444
4060	58,383	49,8	6,98	1143	7,24	1,670	0,000840	2923	0,1237
3840	64,812	47,5	9,35	1037	8,17	1,611	0,000881	3840	0,1877
3600	69,562	45,7	11,1	958	9,35	1,566	0,000916	4429	0,21715
3480	74,572	44,0	12,8	882	9,95	1,523	0,000959	5506	0,29266
3260	78,400	42,3	14,6	791	11,1	1,474	0,001015	6737	0,36982
3100	81,275	41,1	15,8	734	11,9	1,440	0,001065	7942	0,44744
2940	83,879	40,0	16,9	682	12,8	1,409	0,001121	8198	0,46807
2800	86,401	39,0	17,8	637	13,5	1,382	0,001170	8090	0,46585

Геологические запасы нефти $N = 570$ млн ст. барр.
Объем растворенного газа $G = NR_p = 570 \times 1450 =$
 $= 826,5$ млрд ст. фут³.

Суммарная добыча газа $G_p = N_p R_p$.

Коэффициент извлечения нефти $RF = N_p/N$.

Коэффициент извлечения газа $RF = G_p/G$.

Суммарная добыча нефти $N_p = 0,17 \times 570 = 96,9$
млн ст. барр.

Суммарная добыча газа $G_p = 0,50 \times 826,5 = 413,25$
млрд ст. фут³.

4.4.3. Случай 3: пласты с газонапорным режимом

Для пластов, в которых преобладающим механизмом извлечения является расширение газа из газовой шапки, влиянием на этот процесс сжимаемости воды и пор, существенно меньшим по сравнению со сжимаемостью газа, можно пренебречь. Однако Гавлена и Оде (Havlena и Odeh, 1963, 1964) показали, что при наличии газовой шапки или необходимости определения ее размера требуется обеспечить высокий уровень точности данных давления. Особой проблемой при определении пластового давления является то, что в пластах с газонапорным режимом нижележащая нефтяная зона изначально находится под давлением, близким к давлению насыщения. Поэтому гидродинамические давления оказываются ниже давления насыщения, что усложняет решение традиционной задачи по интерпретации данных исследования с нарастанием давления для определения среднего пластового давления.

Пусть приток воды отсутствует или им можно пренебречь (т. е. $W_e = 0$), тогда уравнение материального баланса по Гавлену и Оде (Havlena и Odeh) можно представить в следующем виде:

$$F = N[(E_o + mE_g)], \quad [4.4.16]$$

где переменные F , E_o и E_g определяются по формулам:

Меся- цы	p (пси)	N_p (млн ст. барр.)	R_p (ст. фут ³ / ст. барр.)	$G_p = N_p R_p$ (млрд ст. фут ³)	Нефть	Газ
					RF (%)	RF (%)
0	7150	0	1450	0	0	0
6	6600	8,072	1450	11,70	1,416	1,411
12	5800	22,549	1455	32,80	4,956	3,956
18	4950	36,369	1455	52,92	6,385	6,380
21	4500	43,473	1447	62,91	7,627	7,585
24	4350	49,182	1576	77,51	8,528	9,346
30	4060	58,383	1788	104,39	10,242	12,587
36	3840	64,812	1992	129,11	11,371	15,567
42	3600	69,562	2158	150,11	12,204	18,100
48	3480	74,572	2383	177,71	13,083	21,427
54	3260	78,400	2596	203,53	13,754	24,540
60	3100	81,275	2785	226,35	14,259	27,292
66	2940	83,879	2953	247,69	14,716	29,866
72	2800	86,401	3103	268,10	15,158	32,327

Шаг 2. Из двойного логарифмического графика N_p от G_p и графика коэффициента нефтеотдачи от коэффициента газоотдачи в декартовых координатах, показанных на рис. 4.19 и 4.20, определим следующие показатели:

Коэффициент извлечения нефти = 17%.

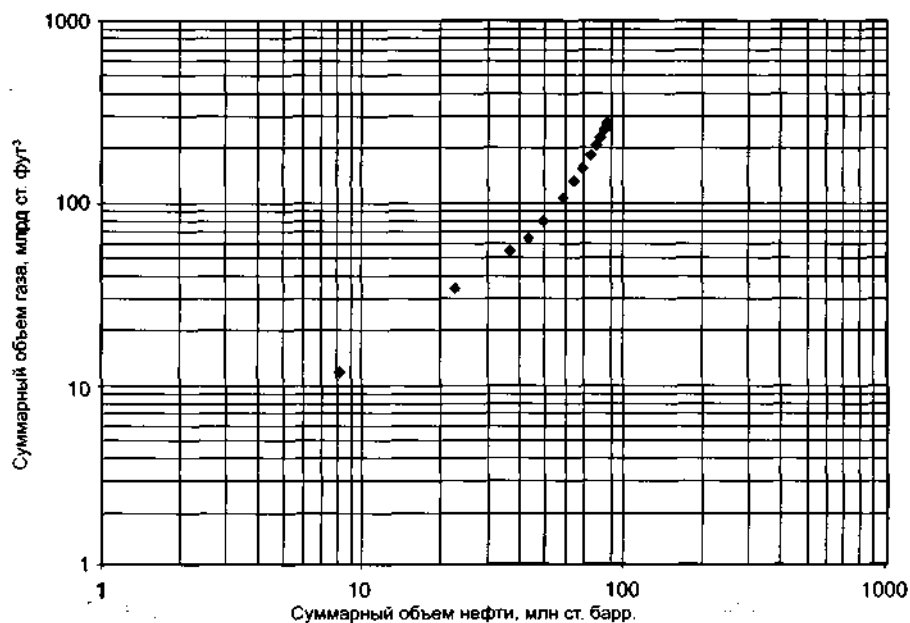
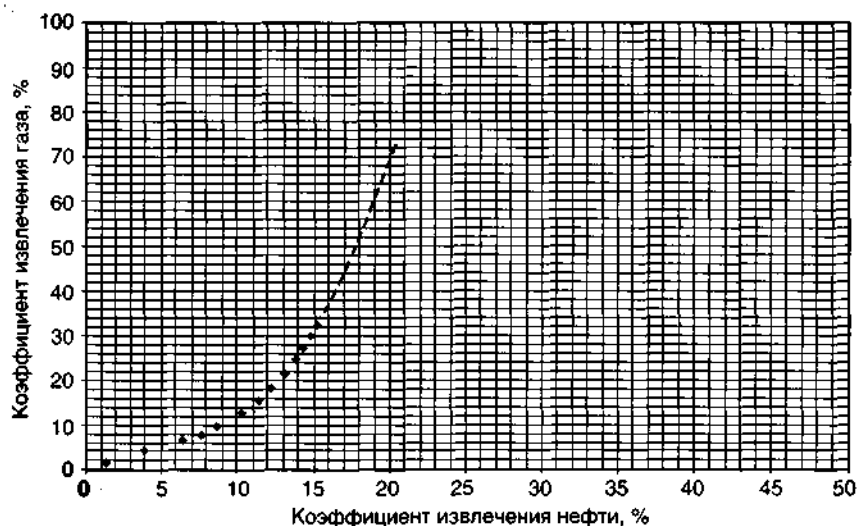
Рис. 4.19. График G_p от N_p , пример 4.6

Рис. 4.20. График зависимости коэффициента газоотдачи от коэффициента нефтеотдачи

$$\begin{aligned}
 F &= N[B_o + (R_p + R_s)B_g] + W_p B_w = \\
 &= N_p[B_o + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w; \\
 E_o &= (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g = B_i - B_{ii}; \\
 E_g &= B_{gi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right).
 \end{aligned}$$

Методика применения уравнения 4.4.16 зависит от количества неизвестных в уравнении. Всего в уравнении 4.4.16 могут быть следующие комбинации неизвестных:

- 1) N неизвестна, m известна;
- 2) m неизвестна, N известна;
- 3) N и m неизвестны.

Практическое применение уравнения 4.4.16 для определения трех возможных неизвестных рассмотрено ниже.

Неизвестна N , известна m

Из уравнения 4.4.16 видно, что график F от $(E_o + mE_g)$ в декартовых координатах представляет собой прямую линию с углом наклона N , проходящую через начало координат, как показано на рис. 4.21. При построении графика количество извлеченных флюидов F можно рассчитать для различных моментов времени как функцию от параметров добычи N_p и R_p .

Вывод:

N = угловой коэффициент.

Неизвестна m , известна N

Уравнение 4.4.16 можно преобразовать в уравнение прямой линии, тогда:

$$\frac{F}{N} - E_o = mE_g. \quad [4.4.17]$$

Из этого соотношения видно, что график $(F/N - E_o)$ от E_g представляет собой прямую с

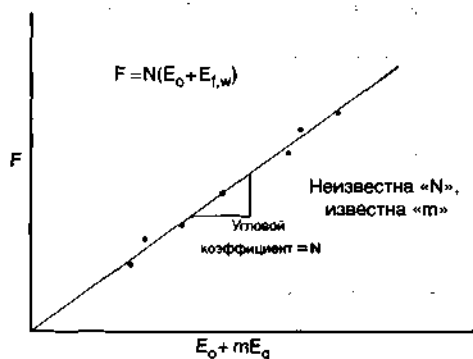


Рис. 4.21. График зависимости F от $E_o + mE_g$

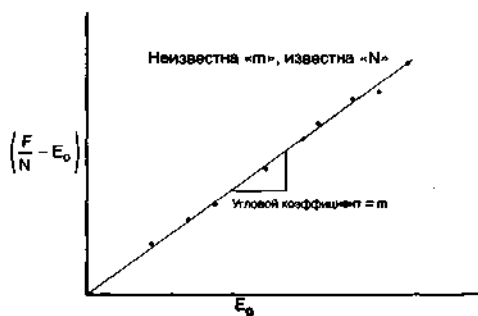


Рис. 4.22. График $(F/N - E_o)$ от E_g

угловым коэффициентом m . Одним из достоинств данного метода является то, что эта прямая должна проходить через начало координат, которое в данном случае является контрольной точкой. На рис. 4.22 показан такой график.

Вывод:

m = угловой коэффициент.

Также уравнение 4.4.16 можно решить относительно m :

$$m = \frac{F - NE_o}{NE_g}.$$

Из этого соотношения видно, что график $(F/N - E_o)$ от E_g представляет собой прямую с угловым коэффициентом m . Одним из достоинств данного метода является то, что эта прямая должна проходить через начало координат, которое в данном случае является контрольной точкой. На рис. 4.22 показан такой график.

N и m неизвестны

Если неизвестны обе величины, N и m , уравнение 4.4.16 можно переписать в следующем виде:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{E_g}{E_o}. \quad [4.4.18]$$

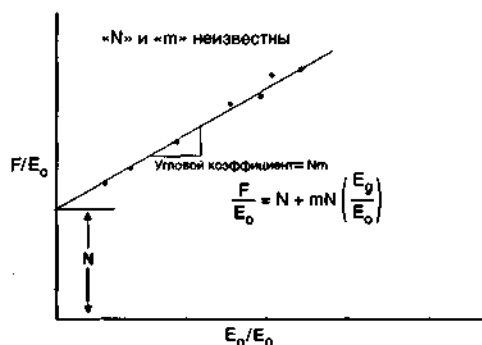
Тогда график F/E_o от E_g/E_o должен представлять собой прямую с угловым коэффициентом mN , пересекающуюся с осью абсцисс в точке N . Этот график показан на рис. 4.23.

Выводы:

N = точка пересечения с осью абсцисс;

mN = угловой коэффициент;

$$\begin{aligned}
 m &= \frac{\text{угловой коэффициент}}{\text{точка пересечения с осью абсцисс}} = \\
 &= \frac{\text{угловой коэффициент}}{N}.
 \end{aligned}$$

Рис. 4.23. График F/E_0 от E_g/E_0 .

Пример 4.7. Уточненные вычисления объемным методом для разрабатываемой залежи с газонапорным режимом дали следующие результаты:

$N = 736$ млн ст. барр.; $G = 3200$ млрд ст. фут³;

$p_i = 2808$ пси; $B_{oi} = 1,39$ пл. барр./ст. барр.;

$B_{ui} = 0,000919$ пл. барр./ст. фут³; $R_{ui} = 755$ ст. фут³/ст. барр.

Ниже приведены фактические показатели разработки залежи в зависимости от параметра F и PVT-данных:

$\bar{p}$ (пси)	F (млн пл. барр.)	B_i (пл. барр./ст. барр.)	B_g (пл. барр./ст. фут ³)
2803	7,8928	1,3904	0,0009209
2802	7,8911	1,3905	0,0009213
2801	7,8894	1,3906	0,0009217
2800	7,8877	1,3907	0,0009220
2799	7,8860	1,3907	0,0009224
2798	7,8843	1,3908	0,0009228

Требуется определить объемное соотношение газ—нефть m и сравнить его с расчетным значением.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем фактическое значение m по данным вычислений объемным методом:

$$m = \frac{GB_{ui}}{NB_{oi}} = \frac{(3200 \times 10^9)(0,000919)}{(736 \times 10^6)(1,390)} = 2,9.$$

Шаг 2. С помощью фактических показателей разработки залежи рассчитаем E_g , E_i и m .

$$E_g = B_i - B_{oi};$$

$$E_i = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{oi}} - 1 \right);$$

$$m = \frac{F - NE_g}{NE_i}.$$

$\bar{p}$ (пси)	F (млн пл. барр.)	E_g (пл. барр./ ст. барр.)	E_i (пл. барр./ ст. фут ³)	$m =$ $(F - NE_g)/NE_i$
2803	7,8928	0,000442	0,002874	3,58
2802	7,8911	0,000511	0,003479	2,93
2801	7,8894	0,000581	0,004084	2,48
2800	7,8877	0,000650	0,004538	2,22
2799	7,8860	0,000721	0,005143	1,94
2798	7,8843	0,000791	0,005748	1,73

Приведенные в таблице выше результаты подтверждают значение m , равное 2,9, полученное на основе вычислений объемным методом. В то же время результаты демонстрируют зависимость значения m от среднего пластового давления.

Пример 4.8. Ниже приведены фактические показатели разработки и PVT-данные для залежи с газонапорным режимом:

Дата	p (пси)	N_p (тыс. ст. барр.)	G_p (тыс. ст. фут ³)	B_i (пл. барр./ ст. барр.)	B_g (пл. барр./ ст. фут ³)
5.1.89	4415	—	—	1,6291	0,00077
1.1.91	3875	492,5	751,3	1,6839	0,00079
1.1.92	3315	1015,7	2409,6	1,7835	0,00087
1.1.93	2845	1322,5	3901,6	1,9110	0,00099

Начальная растворимость газа $R_{ui} = 975$ ст. фут/ст. барр. Оценим начальные геологические запасы газа.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем суммарный газовый фактор R_g .

$\bar{p}$	G_p (тыс. ст. фут ³)	N_p (тыс. ст. барр.)	$R_g = G_p/N_p$ (ст. фут ³ /ст. барр.)
4415	—	—	—
3875	751,3	492,5	1525
3315	2409,6	1015,7	2372
2845	3901,6	1322,5	2950

Шаг 2. Рассчитаем F , E_o и E_g по следующим формулам:

$$F = N_p[B_i + (R_p - R_{si})B_g] + W_p B_w;$$

$$E_o = B_i - B_{oi};$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{oi}} - 1 \right).$$

$\bar{p}$	F	E_o	E_g
3875	$2,04 \times 10^6$	0,0548	0,0529
3315	$8,77 \times 10^6$	0,1540	0,2220
2845	$17,05 \times 10^6$	0,2820	0,4720

Шаг 3. Рассчитаем F/E_o и E_g/E_o :

p	F/E_o	E_g/E_o
3875	$3,72 \times 10^7$	0,96
3315	$5,69 \times 10^7$	0,44
2845	$6,00 \times 10^7$	0,67

Шаг 4. Построим график F/E_o от E_g/E_o , как показано на рис. 4.24, тогда:

Точка пересечения с осью абсцисс = $N = 9$ млн ст. барр.

Угловой коэффициент = $Nm = 3,1 \times 10^7$.

Шаг 5. Рассчитаем m :

$$m = \frac{Nm}{N} = \frac{3,1 \times 10^7}{9 \times 10^6} = 3,44.$$

Шаг 6. Рассчитаем начальный объем газа в газовой шапке G , чтобы определить m :

$$m = \frac{GB_{oi}}{NB_{oi}},$$

или:

$$G = \frac{mNB_{oi}}{B_g} = \frac{(3,44)(9 \times 10^6)(1,6291)}{0,00077} = 66 \text{ млрд ст. фут}^3.$$

4.4.4. Случай 4: месторождения с водонапорным режимом

В залежах с водонапорным режимом выявление активности водоносного горизонта и определение его характеристик являются, возможно, наиболее сложными задачами в ходе геологопромысловых исследований пласта. В настоящее время без точного описания водоносного горизонта нельзя правильно прогно-

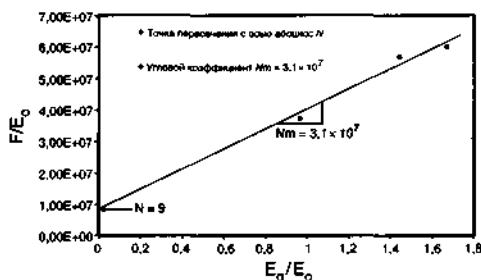


Рис. 4.24. Расчет m и N по примеру 4.8

зировать дальнейшие показатели разработки залежи и выработать стратегию управления. Полное уравнение материального баланса будет выглядеть следующим образом:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{i,w})W_c.$$

Дейк (Dake, 1978) показал, что членом $E_{i,w}$ при расчете показателей разработки залежи с водонапорным режимом зачастую можно пренебречь. Это связано не только с низкой сжимаемостью воды и пор, но и с тем, что приток воды способствует поддержанию пластового давления и, следовательно, Δp , которое входит в выражение для $E_{i,w}$, снижается, тогда:

$$F = N(E_o + mE_g)W_c. \quad (4.4.19)$$

Если помимо этого залежь изначально не содержит газовую шапку, уравнение 4.4.18 можно дополнительно упростить:

$$F = NE_oW_c. \quad (4.4.20)$$

При попытке использовать два приведенных выше уравнения для согласования данных изменения давления и добычи с начала разработки залежи, наибольшая неопределенность всегда приходится на определение притока воды W_c . На практике при расчете притока воды инженер-нефтяник сталкивается с фактором, характеризующимся наибольшей неопределенностью во всех задачах по математическому описанию разработки месторождений. Это обусловлено тем, что математическая модель для расчета W_c сама построена на знании характеристик водоносного горизонта. Однако эти свойства редко измеряются непосредственно, поскольку бурение скважин специально для получения указанной информации не практикуется.

Для пластов с водонапорным режимом, не содержащих газовой шапки, уравнение 4.4.20 можно преобразовать и выразить следующим образом:

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad [4.4.21]$$

В главе 2 приведено описание нескольких расчетных моделей водонапорного режима, в том числе:

- модель ограниченного водоносного горизонта;
- модель стационарного притока воды Шилтунса (Schilthuis);
- модель ван Эвердингена и Харста (van Everdingen и Hurst).

Использование этих моделей в сочетании с уравнением 4.4.21 для одновременного определения N и W_e описано ниже.

Модель ограниченного водоносного горизонта при применении уравнения материального баланса

Предположим, что приток воды хорошо описывается с помощью простой модели ограниченного водоносного горизонта, представленной уравнением 2.2.3:

$$W_e = (c_w + c_r)W_e f(p_i - p); \quad [4.4.22]$$

$$f = \frac{(\text{угол заводнения})^\circ}{360^\circ} = \frac{\theta}{360^\circ};$$

$$W_e = \frac{\pi(r_o^2 - r_w^2)h\phi}{5,615},$$

где:

- r_o — радиус водоносного горизонта, фут;
- r_w — радиус залежи, фут;
- h — толщина водоносного горизонта, фут;
- ϕ — пористость водоносного горизонта;
- θ — угол заводнения;
- c_w — сжимаемость воды в водоносном горизонте, пси⁻¹;
- c_r — сжимаемость породы в водоносном горизонте, пси⁻¹;
- W_e — исходный объем воды в водоносном горизонте, пл. барр.

Поскольку применимость уравнения 4.4.22 основывается на знании характеристик водоносного горизонта, т. е. c_w , c_r , h , r_o и θ , эти характеристики можно объединить и обозначить как одну неизвестную K в уравнении 4.4.22:

$$W_e = K\Delta p, \quad [4.4.23]$$

где постоянная притока воды K объединяет в себе характеристики водоносного горизонта:

$$K = (c_w + c_r)W_e f.$$

Объединив уравнения 4.4.23 и 4.4.21, получим:

$$\frac{F}{E_o} = N + K \frac{\Delta p}{E_o} \quad [4.4.24]$$

Из уравнения 4.4.24 видно, что график F/E_o от $\Delta p/E_o$ представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат N и угловым коэффициентом K , как показано на рис. 4.25.

Если существует газовая шапка с известным значением F , уравнение 4.4.19 можно представить в следующей линейной форме:

$$\frac{F}{E_o + mE_g} = N + K \frac{\Delta p}{E_o + mE_g}.$$

Из этой формы видно, что график $F/(E_o + mE_g)$ от $p/(E_o + mE_g)$ представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат N и угловым коэффициентом K .

Использование модели стационарного состояния при решении уравнения материального баланса

Модель стационарного состояния водоносного горизонта, предложенная Шилтунсом (Schilthuis, 1936), описывается следующим выражением:

$$W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt, \quad [4.4.25]$$

где:

- W_e — суммарный водопристок, пл. барр.;
- C — константа заводнения, пл. барр./сут./пси;
- t — время, сутки;
- p_i — начальное пластовое давление, пси;
- p — давление на поверхности контакта нефти и воды в момент времени t , пси.

Объединив уравнения 4.4.25 и 4.4.21, получим:

$$\frac{F}{E_o} = N + C \left(\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_o} \right) \quad [4.4.26]$$

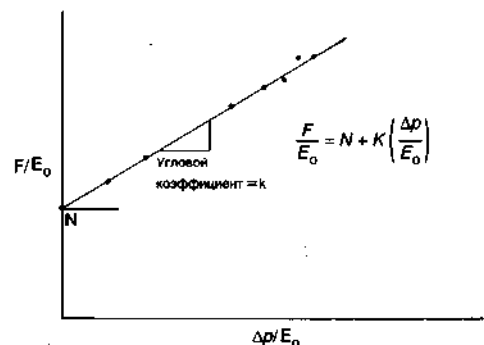


Рис. 4.25. График F/E_o от $\Delta p/E_o$.

График F/E_0 от $\int_0^t (p_i - p) dt / E_0$ представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат N (начальные геологические запасы нефти) и угловым коэффициентом, равным константе заводнения C , как показано на рис. 4.26.

При наличии газовой шапки с известными характеристиками уравнение 4.4.26 можно представить в следующей линейной форме:

$$\frac{F}{E_0 + mE_g} = N + C \frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{E_0 + mE_g}.$$

График $F/(E_0 + mE_g)$ от $\int_0^t (p_i - p) dt / (E_0 + mE_g)$ представляет собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат N (начальные геологические запасы нефти) и угловым коэффициентом, равным константе заводнения C .

Использование модели нестационарного состояния при решении уравнения материального баланса

Модель нестационарного состояния ван Эвердингена и Харста (van Everdingen и Hurst) описывается следующим выражением:

$$W_r = B \sum \Delta p W_{rD} \quad [4.4.27]$$

с:

$$B = 1,119 \phi c_r r_e^2 h f.$$

Ван Эвердинген и Харст представили безразмерный приток воды W_{rD} в виде функции безразмерного времени t_D и безразмерного радиуса r_D , которые вычисляются по следующим формулам:

$$t_D = 6,328 \times 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu_w c_r r_e^2};$$

$$r_D = \frac{r}{r_e};$$

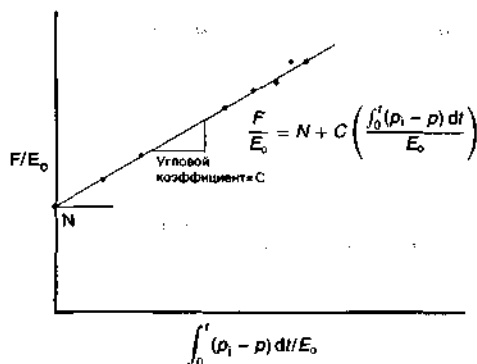


Рис. 4.26. Графическое определение N и C

$$c_i = c_a + c_r,$$

где:

- t — время, сутки;
- k — проницаемость водоносного горизонта, мД;
- ϕ — пористость водоносного горизонта;
- μ_w — вязкость воды, сП;
- r_o — радиус водоносного горизонта, фут;
- r_e — радиус пласта, фут;
- c_w — коэффициент сжимаемости воды, psi^{-1} .

Объединив уравнения 4.4.27 и 4.4.21, получим:

$$\frac{F}{E_0} = N + B \frac{\sum \Delta p W_{rD}}{E_0} \quad [4.4.28]$$

Метод решения приведенного выше линейного соотношения можно свести к следующим шагам.

Шаг 1. По данным изменения давления и добычи с начала разработки залежи рассчитаем количество извлеченных флюидов F и упругое расширение нефти E_0 .

Шаг 2. Зададим конфигурацию водоносного горизонта, например линейную или радиальную.

Шаг 3. Зададим радиус водоносного горизонта r_e и рассчитаем безразмерный радиус r_{rD} .

Шаг 4. Построим график F/E_0 от $(\sum \Delta p W_{rD}) / E_0$ в декартовых координатах. Если параметры водоносного горизонта были заданы правильно, график будет представлять собой прямую линию с точкой пересечения с осью ординат N и угловым коэффициентом равным константе заводнения B . Следует также отметить, что могут получиться четыре других графика. Эти графики следующие:

- 1) Полностью произвольное рассеяние отдельных точек, что свидетельствует об ошибке в расчетах или исходных данных.
- 2) Систематически возрастающая кривая, которая позволяет предположить, что задан слишком маленький радиус водоносного горизонта (или безразмерный радиус).
- 3) Систематически нисходящая кривая, показывающая, что выбран слишком большой радиус водоносного горизонта (или безразмерный радиус).
- 4) Кривая S-образной формы означает, что можно добиться лучшего соответствия, если принять линейную схему притока воды.

На рис. 4.27 схематически представлена методика Гавлена и Оде для подбора параметров водоносного горизонта.

Следует отметить, что на многих крупных месторождениях модель бесконечного линейного водонапорного режима удовлетворительно описывает характер изменения давления и добычи. При единичном падении давления

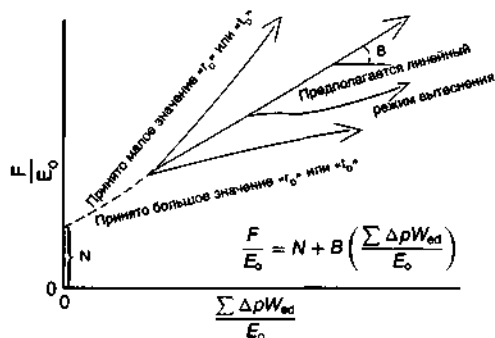


Рис. 4.27. Прямолинейный график Гавлена и Оде (по: Havlena и ODeh, 1963)

суммарный приток воды в бесконечном линейном пласте просто пропорционален $\sqrt{t}$ и не требует оценки безразмерного времени t_D . Таким образом, предложенный ван Эвердингом и Харстом (van Everdingen и Hurst) безразмерный приток воды W_{ad} в выражении 4.4.27 заменяется квадратным корнем из времени, или:

$$W_{ad} = B \sum \Delta p \sqrt{t - t_n}.$$

Тогда уравнение материального баланса можно представить в следующей линейной зависимости:

$$\frac{F}{E_o} = N + B \sum \frac{\Delta p \sqrt{t - t_n}}{E_o}.$$

Пример 4.9. Параметры уравнения материального баланса, количество извлеченных флюидов F и упругое расширение нефти E_o для насыщенной (т. е. $m = 0$) нефтяной залежи приведены ниже в таблице:

$\bar{P}$	F	E_o
3500	—	—
3488	$2,04 \times 10^6$	0,0548
3162	$8,77 \times 10^6$	0,1540
2782	$17,05 \times 10^6$	0,2820

Допустив, что сжимаемостями воды и породы можно пренебречь, рассчитать начальные геологические запасы нефти.

Решение.

Шаг 1. Наиболее важным шагом при применении уравнения материального баланса является проверка отсутствия притока воды. Допустив, что пласт замкнутый, рассчитаем начальные геологические запасы нефти N с помощью отдельных точек данных добычи по формуле 4.4.15:

$$N = \frac{F}{E_o}.$$

F	E_o	$N = F/E_o$
$2,04 \times 10^6$	0,0548	37 млн ст. барр.
$8,77 \times 10^6$	0,1540	57 млн ст. барр.
$17,05 \times 10^6$	0,2820	60 млн ст. барр.

Шаг 2. Из приведенных выше вычислений видно, что расчетные значения начальных геологических запасов нефти повышаются, как графически показано на рис. 4.28, что означает наличие внедрения воды или водонапорный режим залежи.

Шаг 3. Для простоты выберем для определения внедрения воды при использовании уравнения материального баланса модель ограниченного водоносного горизонта, см. формулу 4.4.24, или:

$$\frac{F}{E_o} = N + K \frac{\Delta p}{E_o}.$$

Шаг 4. Рассчитаем выражения F/E_o и $\Delta p/E_o$ в формуле 4.4.24:

$\bar{P}$	Δp	F	E_o	F/E_o	$\Delta p/E_o$
3500	0	—	—	—	—
3488	12	$2,04 \times 10^6$	0,0548	$37,23 \times 10^6$	219,0
3162	338	$8,77 \times 10^6$	0,1540	$56,95 \times 10^6$	2194,8
2782	718	$17,05 \times 10^6$	0,2820	$60,46 \times 10^6$	2546

Шаг 5. Построим график F/E_o от $\Delta p/E_o$, как показано на рис. 4.29, и определим точку пересечения с осью ординат и угловой коэффициент:

Точка пересечения с осью ординат = $N = 35$ млн ст. барр.;

Угловым коэффициент = $K = 9833$.

4.4.5. Случай 5: залежи с комбинированным режимом извлечения

Этот относительно сложный случай предусматривает определение следующих трех неизвестных:

- 1) начальные геологические запасы нефти N ;
- 2) размер газовой шапки m ;
- 3) приток воды в залежь W_{ad} .

Общее уравнение материального баланса, включающее все три неизвестные, представлено выражением 4.4.9:

$$F = N(E_o + mE_g) + W_{ad},$$

где переменные, составляющие приведенное выше выражение, определяются следующим образом:

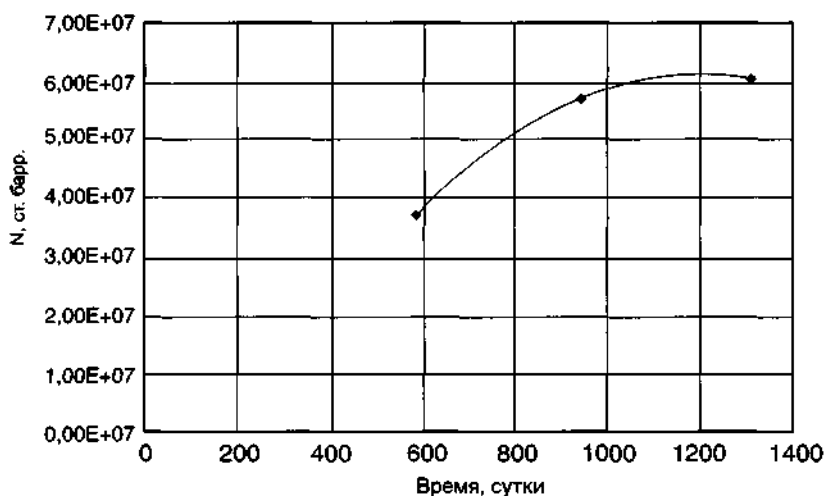
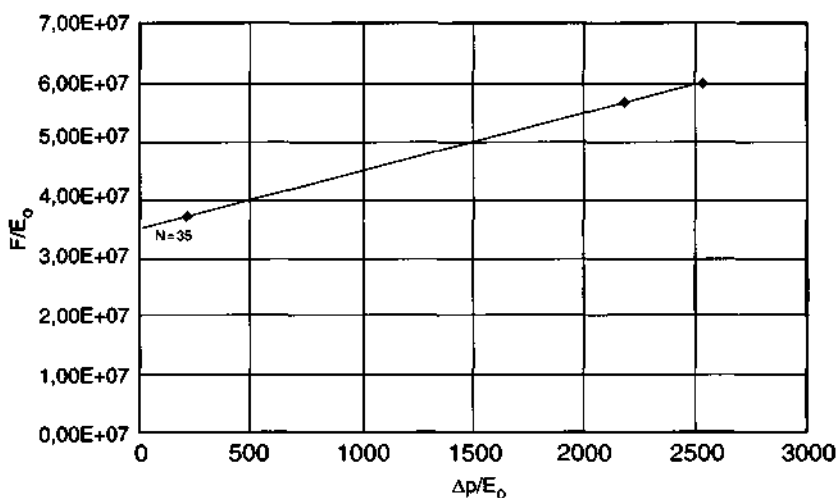


Рис. 4.28. Признаки притока воды

Рис. 4.29. График F/E_0 от $\Delta p/E_0$.

$$\begin{aligned}
 F &= N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = \\
 &= N_p[B_i + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w; \\
 E_o &= (B_o - B_{oi}) + (R_o - R_s)B_g = B_i - B_w; \\
 E_g &= B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right).
 \end{aligned}$$

Гавлена и Оде (Havlena и Odeh) продифференцировали уравнение 4.4.9 по давлению и преобразовали полученное выражение так, чтобы исключить из него m , то есть:

$$\frac{FE_g^* - F^*E_g}{E_oE_g^* - E_o^*E_g} = N + \frac{W_gE_g^* - W^*E_g}{E_oE_g^* - E_o^*E_g}, \quad [4.4.29]$$

где обратные штрихи означают производные по давлению. То есть:

$$E_g^* = \frac{\partial E_g}{\partial p} = \left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right) \frac{\partial B_g}{\partial p} = \left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right) \frac{\Delta B_g}{\Delta p};$$

$$E_o = \frac{\partial E_o}{\partial p} = \frac{\partial B_o}{\partial p} \approx \frac{\Delta B_o}{\Delta p};$$

$$F = \frac{\partial F}{\partial p} \approx \frac{\Delta F}{\Delta p};$$

$$W_o = \frac{\partial W_o}{\partial p} = \frac{\Delta W_o}{\Delta p}.$$

График левой части уравнения 4.4.29 от второго члена правой части для выбранной модели водоносного горизонта должен при правильном выборе представлять собой прямую линию с единичным угловым коэффициентом, пересечение которой с осью ординат дает начальные геологические запасы нефти N . После определения N и W_o можно непосредственно решить уравнение 4.4.9 относительно m :

$$m = \frac{F - NE_o - W_o}{NE_o}.$$

Обратите внимание, что все приведенные выше производные можно рассчитать численно с помощью одной из методик конечных разностей, т. е. по формуле правосторонней, центральной или левосторонней разности.

4.4.6. Случай 6: среднее пластовое давление

Чтобы улучшить понимание поведения залежи, содержащей свободный газ, например, с режимом растворенного газа или с газонапорным режимом, важно определять пластовые давления с максимально возможной точностью. В отсутствие достоверных данных давления для определения среднего пластового можно использовать уравнение материального баланса при условии получения точных значе-

ний m и N из вычислений объемным методом. Общее уравнение материального баланса представлено выражением 4.4.16:

$$F = N(E_o + mE_g).$$

Решение уравнения 4.4.16 относительно среднего давления с помощью показателей разработки месторождения осуществляется следующим графическим способом:

Шаг 1. Выберем момент времени для определения среднего пластового давления и получим соответствующие показатели добычи, т. е. N_p , G_p и R_p .

Шаг 2. Зададим несколько значений среднего пластового давления и определим величину левой части выражения 4.4.16 F для каждого заданного значения давления. То есть:

$$F = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w.$$

Шаг 3. Для тех же заданных в шаге 2 значений среднего пластового давления рассчитаем правую часть уравнения 4.4.16:

$$RHS = [E_o + mE_g] \cdot N;$$

где:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{oi} - R_s)B_g;$$

$$E_g = B_{gi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right).$$

Шаг 4. Построим графики левой и правой частей уравнения материального баланса, рассчитанных в шагах 2 и 3, как функцию задан-

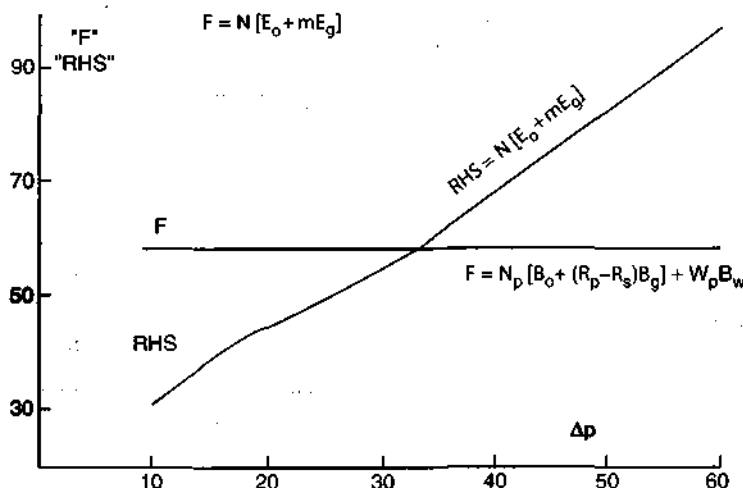


Рис. 4.30. Решение уравнения материального баланса относительно давления

ных значений среднего пластового давления в декартовых координатах. Точка пересечения даст среднее пластовое давление, соответствующее выбранному в шаге 1 моменту времени. График показан на рис. 4.30.

Шаг 5. Повторим шаги 1—4, чтобы определить пластовое давление в каждый выбранный момент добычи.

4.5. Уравнение материального баланса в форме Трейси

Если пренебречь сжимаемостями породы пласта и воды, общее уравнение материального баланса, представленное выражением 4.4.13, можно упростить следующим образом:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_g) B_g - (W_p - W_p B_w)}{(B_o - B_{oi}) + (R_u - R_g) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_w} - 1 \right)} \quad [4.5.1]$$

Трейси (Трасу, 1955) предложил преобразовать данное уравнение в более удобную форму:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g + (W_p B_w - W_p) \Phi_w \quad [4.5.2]$$

Где Φ_o , Φ_g и Φ_w представляют собой рассматриваемые PVT-характеристики, которые являются функцией давления и определяются из следующих выражений.

$$\Phi_o = \frac{B_o - R_g B_g}{\text{Den}}; \quad [4.5.3]$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{\text{Den}}; \quad [4.5.4]$$

$$\Phi_w = \frac{B_w}{\text{Den}} \quad [4.5.5]$$

с:

$$\text{Den} = (B_o - B_{oi}) + (R_u - R_g) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_w} - 1 \right) \quad [4.5.6]$$

где:

- Φ_o — функция PVT-данных нефти;
- Φ_g — функция PVT-данных газа;
- Φ_w — функция PVT-данных воды.

На рис. 4.31 графически показано поведение функций PVT-данных Трейси с изменением давления.

Обратите внимание, что при низких давлениях функция Φ_o отрицательна, а при давлениях насыщения все функции Φ стремятся к бесконечности, поскольку значение знамена-

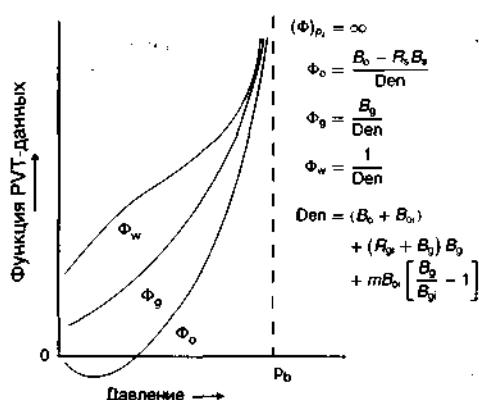


Рис. 4.31. Функции PVT-данных для уравнения Трейси

теля Den в формулах 4.5.3—4.5.5 стремится к нулю. Уравнение Трейси применимо только к случаям, когда начальные давления равны давлению насыщения, и неприменима при давлениях, превышающих давление насыщения. Кроме того, из форм кривых функций Φ видно, что небольшие погрешности при определении давления или добычи могут привести к большим ошибкам при расчете геологических запасов нефти для давлений, близких к точке насыщения. Однако Стеффенсен (Steffensen, 1987) показал, что в уравнении Трейси в качестве начального коэффициента B_{oi} используется объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при давлении насыщения B_{oi} , в связи с чем все функции PVT-данных при давлении насыщения стремятся к бесконечности. Стеффенсен предложил применять уравнение Трейси и при давлениях выше давления насыщения, т. е. к ненасыщенным нефтяным месторождениям, для этого просто нужно использовать значение B_o при начальном пластовом давлении. Он сделал вывод о том, что методику Трейси можно использовать для прогнозирования технологических показателей месторождений во всем диапазоне давлений, от начального давления до давления забрасывания.

Следует отметить, что поскольку сжимаемости породы и воды при давлениях ниже давления насыщения относительно невелики, они не были включены в формулу материального баланса Трейси. Однако их можно учесть косвенно путем использования псевдозначений объемного коэффициента нефти в пластовых условиях при давлениях ниже начального уровня.

Эти псевдозначения, B_o' , выражаются формулой:

$$B_o' = B_o + B_{oi} \frac{S_{wi} c_w + c_L}{1 - S_{wi}} (p_i - p).$$

Эти псевдозначения учитывают дополнительный вклад сжимаемостей породы и воды в поддержку давления при расчетах с помощью уравнения материального баланса.

$$g_{gas} < \frac{dp}{dz} < g_{oil}$$

с:

$$g_{gas} = \frac{\rho_{gas}}{144};$$

$$g_{oil} = \frac{\rho_{oil}}{144};$$

где:

g_{oil} — градиент давления нефти, пси/фут;

ρ_{oil} — плотность нефти, фунт/фут³;

g_{gas} — градиент давления газа, пси/фут;

ρ_{gas} — плотность газа, фунт/фут³;

$\frac{dp}{dz}$ — градиент пластового давления, пси/фунт.

Следующий пример приведен самим Трейси (Тгасу, 1955) для иллюстрации предложенного им метода.

Пример 4.10. Для насыщенной нефтяной залежи имеются следующие показатели разработки:

$\bar{p}$ (пси)	N_p (тыс. ст. барр.)	G_p (млн ст. фут ³)
1690	0	0
1600	398	38,6
1500	1570	155,8
1100	4470	803

Расчетные значения функций PVT-данных приведены ниже:

p	Φ_o	Φ_g
1600	36,60	0,4000
1500	14,30	0,1790
1100	2,10	0,0508

Расчитать начальные геологические запасы нефти N .

Решение.

Расчеты удобно выполнять в следующей табличной форме:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g + 0;$$

$\bar{p}$ (пси)	N_p (тыс. ст. барр.)	G_p (млн ст. фут ³)	$(N \Phi_o)$	$(G \Phi_g)$	N (ст. барр.)
1600	398	38,6	14,52 $\times 10^6$	15,42 $\times 10^6$	29,74 $\times 10^6$
1500	155,8	155,8	22,45 $\times 10^6$	27,85 $\times 10^6$	50,30 $\times 10^6$
1100	803,0	803,0	9,39 $\times 10^6$	40,79 $\times 10^6$	50,18 $\times 10^6$

На приведенных выше данных видно, что начальные геологические запасы нефти составляют примерно 50 млн ст. барр. Вычисления для давления 1600 пси [9,7 МПа] наглядно демонстрируют возможную неточность таких расчетов вблизи давления насыщения. Поскольку последние два значения начальных геологических запасов нефти согласуются достаточно хорошо, первое вычисление, по всей видимости, ошибочно.

Задачи

1. Для нефтяного пласта имеются следующие данные:

	Нефть	Водоносный горизонт
Геометрия	круглый	полукруглый
Угол заводнения	—	180°
Радиус, фут	4000	80000
Режим течения	полустационарный	нестационарный
Пористость	—	0,20
Толщина, фут	—	30
Проницаемость, мД	200	50
Вязкость, сП	1,2	0,36
Начальное давление	3800	3800
Текущее давление	3600	—
Начальный объемный коэффициент	1,300	1,04
Текущий объемный коэффициент	1,303	1,04
Давление насыщения	3000	—

Месторождение разрабатывалось 1120 дней, в течение которых было добыто 800000 ст. барр. нефти и 60 000 ст. барр. воды. Коэффициенты сжимаемости воды и породы пласта равны 3×10^{-6} и 3×10^{-6} пси⁻¹, соответственно. Рассчитать начальные геологические запасы нефти.

2. Для месторождения Безымянное известны следующие характеристики породы и флюида:

площадь пласта = 1000 акр; пористость = 10%;
толщина = 20 фут; $T = 140^\circ\text{F}$;
 $s_{wi} = 20\%$; $p_i = 4000$ пси; $p_b = 4000$ пси.

Коэффициент сжимаемости газа и отношение коэффициентов относительной проницаемости описываются следующими выражениями:

$$Z = 0,8 - 0,00002(p - 4000);$$

$$k_{rg}/k_{ro} = 0,00127 \exp(17,269 S_g).$$

Ниже приведены показатели разработки месторождения:

	4000 пси [27,8 МПа]	3500 пси [24,2 МПа]	3000 пси [20,7 МПа]
μ_o , сП	1,3	1,25	1,2
μ_g , сП	-	0,0125	0,0120
B_o , пл. барр./ст. барр.	1,4	1,35	1,30
R_o , ст. фут ³ /ст. барр.	-	-	450
GOR, ст. фут ³ /ст. барр.	600	-	1573

Пластовые данные свидетельствуют об отсутствии водоносного горизонта, и обводнение продукции нулевое.

Рассчитать:

- оставшиеся геологические запасы газа при давлении 3000 пси [20,7 МПа];
- суммарную добычу газа при давлении 3000 пси [20,7 МПа].

3. Для нефтяного пласта на месторождении в Западном Техасе имеются следующие PVT-данные и показатели разработки месторождения:

начальные геологические запасы нефти = 10 млн ст. барр.;
начальная водонасыщенность = 22 %;
начальное пластовое давление = 2496 пси [17,2 МПа];
давление насыщения = 2496 пси.

Давление (пси)	B_o (пл. барр./ст. барр.)	R_o (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_o (пл. барр./ст. фут ³)	μ_o (сП)	μ_g (сП)	Газовый фактор (ст. фут ³ /ст. барр.)
2496	1,325	650	0,000796	0,906	0,016	650
1498	1,250	486	0,001335	1,373	0,015	1360
1302	1,233	450	0,001616	1,437	0,014	2080

Суммарный газовый фактор при давлении 1302 пси [9,0 МПа] составил 953 ст. фут³/ст. барр. Рассчитать:

- нефтенасыщенность при давлении 1302 пси [9,0 МПа];
- объем свободного газа в пласте при давлении 1302 пси [9,0 МПа];
- коэффициент относительной проницаемости (k_{rg}/k_o) при давлении 1302 пси [9,0 МПа].

4. Месторождение Безымьянное представляет собой ненасыщенный нефтяной коллектор. Система сырой нефти и тип породы свидетельствуют о высокой сжимаемости пласта. Известные характеристики пласта и показатели разработки приведены ниже:

$S_{wi} = 0,25$; $\phi = 20\%$;
площадь = 1000 акр; $h = 70$ фут;
 $T = 150^\circ\text{F}$; давление насыщения = 3500 пси.

	Начальные условия	Текущие условия
Давление, пси	5000	4500
B_o , пл. барр./ст. барр.	1,905	1,920
R_o , ст. фут ³ /ст. барр.	700	700
N_a , тыс. ст. барр.	0	610,9

Рассчитать суммарную добычу нефти при давлении 3900 пси [27,0 МПа]. Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при давлении 3900 пси, рассчитанный на основе PVT-данных, равен 1,938 пл. барр./ст. барр.

5. Для пласта с газонапорным режимом имеются следующие данные*:

Давление (пси)	N_a (тыс. ст. барр.)	R_o (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_o (пл. барр./ст. барр.)	R_o (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_o (пл. барр./ст. фут ³)
3330			1,2511	510	0,00087
3150	3,295	1050	1,2353	477	0,00092
3000	5,903	1060	1,2222	450	0,00096
2850	8,852	1160	1,2122	425	0,00101
2700	11,503	1235	1,2022	401	0,00107
2550	14,513	1265	1,1922	375	0,00113
2400	17,730	130	1,1822	352	0,00120

Рассчитать начальные объемы нефти и свободного газа.

6. На месторождении «Калгари» было добыто 1 млн ст. барр. нефти, суммарный газовый

фактор для добытой нефти составил 2700 ст. фут³/ст. барр., при этом давление упало от начального уровня в 4000 пси до 2400 пси. Каковы начальные геологические запасы нефти в пересчете на стандартные условия?

7. Для нефтяного месторождения без водонапорного режима, изначально не содержащего газовой шапки, получены следующие данные:

объем порового пространства пласта, заполненный нефтью = 75 млн фут³;

растворимость газа в нефти = 0,42 ст. фут³/ст. барр./пси;

начальное забойное давление = 3500 пси [24,2 МПа];

забойная температура = 140 °F [60 °C];

давление насыщения пласта = 3000 пси [20,7 МПа];

объемный коэффициент в пластовых условиях при давлении 3500 пси = 1,333 пл. барр./ст. барр.;

коэффициент сжимаемости газа при давлении 1000 пси [6,9 МПа] и температуре 140 °F [60 °C] = 0,95;

объем добытой нефти к моменту установления давления 2000 пси [13,8 МПа] = 1,0 млн ст. барр.;

чистый суммарный газовый фактор для добытой нефти = 2800 ст. фут³/ст. барр.

- Рассчитать начальные запасы нефти в пласте в ст. барр.
- Рассчитать начальные запасы газа в пласте в ст. фут³.
- Рассчитать начальный газовый фактор для растворенного газа в пластовой нефти.
- Рассчитать объем газа в ст. фут³, оставшегося в пласте к моменту установления давления 2000 пси [13,8 МПа].
- Рассчитать объем свободного газа в пласте в ст. фут³ к моменту установления давления 2000 пси [13,8 МПа].
- Рассчитать объемный коэффициент выделяющегося газа при давлении 2000 пси [13,8 МПа] при стандартных условиях с давлением 14,7 пси [101,3 кПа] и температурой 60 °F [16 °C].
- Рассчитать объем свободного газа в пласте к моменту установления давления 2000 пси [13,8 МПа].
- Рассчитать общий газовый фактор для пласта при давлении 2000 пси [13,8 МПа].
- Рассчитать газовый фактор для растворенного газа в пластовой нефти при давлении 2000 пси [13,8 МПа].
- Рассчитать объемный коэффициент нефти при давлении 2000 пси [13,8 МПа].

л) Рассчитать общий или двухфазный объемный коэффициент нефти и его начальную составляющую, обусловленную растворенным газом, при давлении 2000 пси [13,8 МПа].

8. Показатели разработки ненасыщенного пласта, а также характеристики пласта и флюидов приведены ниже. Продукт обводнен незначительно, и можно допустить, что в пласте отсутствует свободный газ. Определить следующее:

а) Нефте-, газо- и водонасыщенность при пластовом давлении 2258 пси [15,6 МПа].

б) Имеет ли место обводнение и, если да, в каком объеме?

Удельная масса газа = 0,78.

Пластовая температура = 160 °F [71 °C].

Начальная водонасыщенность = 25 %.

Начальные геологические запасы нефти = 180 млн ст. барр.

Давление насыщения = 2819 пси [19,5 МПа].

По лабораторным данным выведены следующие зависимости B_o и R_{so} от давления:

$B_o = 1,00 + 0,00015p$, барр./ст. барр.;

$R_{so} = 50 + 0,42p$, ст. фут³/ст. барр.

Давление (пси)	Суммарная добыча нефти (млн ст. барр.)	Суммарная добыча газа (млн ст. фут ³)	Мгновенный газовый фактор (ст. фут ³ /ст. барр.)
2819	0	0	1000
2742	4,38	4,380	1280
2639	10,16	10,360	1480
2506	20,09	21,295	2000
2403	27,02	30,260	2500
2258	34,29	41,150	3300

9. Коллектор «Уайлд кэт» был открыт в 1970 г. Его начальное пластовое давление было равно 3000 пси [20,7 МПа], а, согласно лабораторным данным, давление насыщения составляло 2500 пси [17,2 МПа]. Насыщенность связанной водой равнялась 22 %. Рассчитать относительное извлечение, N_p/N , на момент снижения давления от начальных условий до 2300 пси [15,8 МПа]. Указать все допущения, сделанные при расчетах.

Пористость = 0,165.

Сжимаемость породы пласта = $2,5 \times 10^{-6}$ пси⁻¹.

Пластовая температура = 150 °F [66 °C].

Давление (пси)	B_0 (пл. барр./ст. барр.)	R_0 (ст. фут ³ /ст. барр.)	Z	B_0 (пл. барр./ст. фут ³)	Отношение вязкостей μ_0/μ_*
3000	1,315	650	0,745	0,000726	53,91
2500	1,325	650	0,680	0,000796	56,60
2300	1,311	618	0,663	0,000843	61,46

5

Прогнозирование технологических показателей разра- ботки месторождений

- 5.1. Этап 1. Методы прогнозирования технологиче-
ских показателей разработки залежей 440
- 5.2. Этап 2. Технологические показатели эксплуа-
тации нефтяных скважин 460
- 5.3. Этап 3. Связь технологических показателей
разработки залежи со временем 485

Большинство расчетов в нефтегазодобыче выполняется на основе уравнения материального баланса. В некоторых наиболее часто встречающихся случаях применения уравнений материального баланса приходится также использовать уравнение фильтрации флюидов, т. е. уравнения на основе закона Дарси. Совместное использование этих двух зависимостей позволяет технологам прогнозировать динамику изменения технологических показателей разработки залежей во времени. В отсутствии уравнения фильтрации флюидов уравнение материального баланса позволяет получать лишь зависимость отбора флюида от среднего пластового давления. Прогнозирование технологических показателей разработки залежи обычно осуществляется в три следующих этапа.

Этап 1. На первом этапе уравнение материального баланса используется для прогноза оценки суммарной добычи углеводородов и долевой отдачи пласта по нефти как функции снижения пластового давления и повышения газового фактора. Но эти данные нельзя считать исчерпывающими, поскольку по ним нельзя определить оставшееся время извлечения нефти на любой стадии истощения залежи. Кроме того, при выполнении расчетов на этом этапе не учитываются следующие факторы:

- фактическое число скважин;
- расположение скважин;
- дебиты отдельных скважин;
- продолжительность эффективной разработки пласта.

Этап 2. Для определения времени разработки залежи необходимо рассчитать индивидуальные дебиты скважин в зависимости от снижения пластового давления. На этом этапе могут использоваться различные методики, специально разработанные для определения дебитов горизонтальных и вертикальных скважин.

Этап 3. На третьем этапе определяется зависимость отбора флюида из залежи (суммарной или накопленной добычи) от времени разработки. Цель этих расчетов заключается в нахождении связи технологических показателей разработки залежи и дебитов скважин со временем. На этом этапе необходимо учитывать количество скважин и дебит каждой из них.

5.1. Этап 1. Методы прогнозирования технологических показателей разработки залежей

Уравнение материального баланса, различные математические формы которого рассмотрены в главе 4, позволяет оценить начальные геологические запасы нефти N , размер газовой шапки m и приток воды W . Применение уравнения материального баланса для прогнозирования технологических показателей разработки залежей предусматривает использование двух дополнительных соотношений:

- 1) уравнение для текущего (мгновенного) газового фактора;
- 2) уравнение, связывающее насыщенность с суммарным отбором нефти.

Эти дополнительные математические выражения приведены ниже.

5.1.1. Текущий газовый фактор

Текущий газовый фактор в любой момент времени определяется как отношение общего дебита газа в этот момент (в тыс. ст. фут³) к дебиту нефти (в ст. барр.) в этот же момент времени. Поэтому этот параметр называют текущим газовым фактором. Уравнение 1.2.42, приведенное в главе 1, математически описывает газовый фактор следующим образом:

$$GOR = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right), \quad [5.1.1]$$

где:

GOR — текущий газовый фактор, ст. фут³/ст. барр.;

R_s — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;

k_{rg} — относительная проницаемость по газу;

k_{ro} — относительная проницаемость по нефти;

B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³;

μ_o — вязкость нефти, сП;

μ_g — вязкость газа, сП.

Уравнение текущего газового фактора имеет первостепенное значение для анализа состояния залежи. Значение уравнения 5.1.1 удобно рассмотреть на примере рис. 5.1 и 5.2. На этих рисунках показан график изменения газового фактора для гипотетической залежи, работающей в режиме растворенного газа, который обычно характеризуется следующими точками:

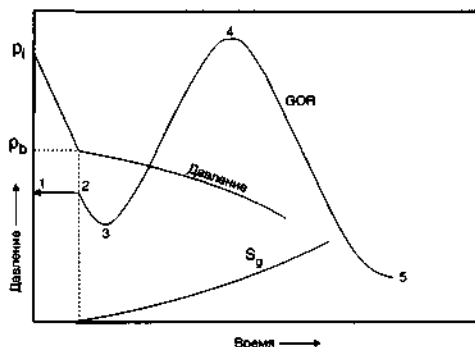


Рис. 5.1. Характеристики пластов с режимом растворенного газа

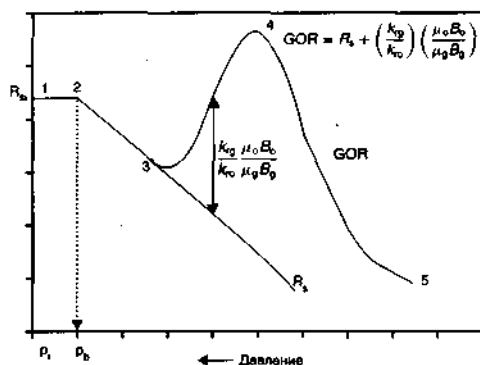


Рис. 5.2. Графики изменения газового фактора и растворимости газа для пластов с режимом растворенного газа

Точка 1. Когда пластовое давление p превышает давление насыщения p_b , в пласте отсутствует свободный газ (газовая фаза), т. е. $k_{rg} = 0$, и следовательно:

$$GOR = R_u = R_{ub} \quad [5.1.2]$$

Газовый фактор при R_u остается постоянным, пока давление не достигнет давления насыщения в точке 2.

Точка 2. Как только пластовое давление упадет ниже значения p_b , газ начнет выделяться из раствора и насыщенность последнего увеличится. Однако этот свободный газ (газовая фаза) сможет течь, только когда газонасыщенность S_g достигнет критической отметки S_{gc} в точке 3. При переходе от точки 2 к точке 3 текущий газовый фактор определяется снижением растворимости газа:

$$GOR = R_g \quad [5.1.3]$$

Точка 3. В этой точке свободный газ (газовая фаза) присоединяется к потоку нефти, и значение газового фактора постепенно возрастает по мере снижения пластового давления до точки 4. На этом этапе, характеризующемся снижением давления, газовый фактор описывается уравнением 5.1.1, или:

$$GOR = R_g + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right)$$

Точка 4. В этой точке газовый фактор максимален, поскольку выделение газа достигает наибольшего уровня. Период с этого момента и до точки 5 можно назвать режимом продувки.

Точка 5. Эта точка соответствует состоянию, когда весь газ, который мог выделиться, стал свободным, при этом газовый фактор, по сути, равен растворимости газа и продолжает снижаться в соответствии с кривой R_g .

Всего существует три различных типа газовых факторов. И хотя все они выражаются в ст. фут³/ст. барр., их следует четко отличать друг от друга. Эти параметры следующие:

- текущий газовый фактор (определяется уравнением 5.5.1);
- газосодержание пластовой нефти, т. е. растворимость газа R_g ;
- суммарный газовый фактор R_p .

Газосодержание пластовой нефти зависит от свойств PVT (давление—объем—температура) сырой нефти. Этот параметр обычно называют «растворимостью газа» и обозначают R_g . Он характеризует тенденцию газа к растворению в нефти или выделению из нее при изменении параметров. Следует отметить, что все время, пока выделившийся газ остается неподвижным, т. е. пока газонасыщенность S_g меньше критической отметки, текущий газовый фактор равен растворимости газа. То есть:

$$GOR = R_g$$

Суммарный газовый фактор R_p , как говорилось выше при анализе уравнения материального баланса, следует четко отличать от текущего (мгновенного) газового фактора. Суммарный газовый фактор определяется, как:

$$R_p = \frac{\text{суммарная (накопленная) добыча газа}}{\text{суммарная (накопленная) добыча нефти}},$$

или:

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \quad [5.1.4]$$

где:

- R_p — суммарный газовый фактор, ст. фут³/ст. барр.;
- G_p — суммарная (накопленная) добыча газа, ст. фут³;
- N_p — суммарная (накопленная) добыча нефти, ст. барр.

Суммарная добыча газа G_p связана с текущим газовым фактором и суммарной добычей нефти (накопленным отбором) следующим выражением:

$$G_p = \int_0^{N_p} (GOR) dN_p \quad [5.1.5]$$

Из уравнения 5.1.5 видно, что суммарное количество добытого газа в любой момент времени, по сути, равно площади под кривой зависимости газового фактора от N_p , как показано на рис. 5.3.

Тогда приращение суммарной добычи газа ΔG_p на участке между N_{p1} и N_{p2} равно:

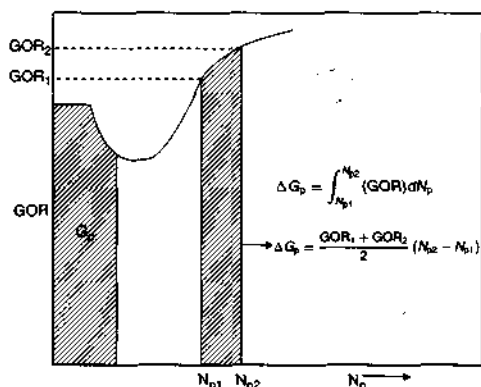


Рис. 5.3. Зависимость газового фактора GOR от суммарного количества добытого газа G_p

$$\Delta G_p = \int_{N_{p1}}^{N_{p2}} (GOR) dN_p \quad [5.1.6]$$

Этот интеграл можно аппроксимировать по формуле трапеций:

$$G_p = \left[\frac{(GOR)_1 + (GOR)_2}{2} \right] (N_{p2} - N_{p1})$$

или:

$$\Delta G_p = (GOR)_{avg} \Delta N_p$$

Формулу 5.1.5 можно аппроксимировать, как:

$$G_p = \sum (GOR)_{avg} \Delta N_p \quad [5.1.7]$$

Пример 5.1. Для месторождения с режимом естественного дренирования имеются следующие фактические показатели разработки:

p (пси)	Газовый фактор (ст. фут ³ /ст. барр.)	N_p (млн ст. барр.)
	1340	0
2600	1340	1,380
2400	1340	2,260
	1340	3,445
1800	1936	7,240
1500	3584	12,029
1200	6230	15,321

Начальное пластовое давление составляет 2925 пси [20,3 МПа], а давление насыщения равно 2100 пси [14,6 МПа]. Требуется рассчи-

тать суммарное количество добытого газа ΔG_p и суммарный газовый фактор при каждом значении давления.

Решение.

Шаг 1. Составим следующую таблицу с помощью уравнений 5.1.4 и 5.1.7:

$$R_p = \frac{G_p}{N_p}$$

$$\Delta G_p = \left[\frac{(GOR)_1 + (GOR)_2}{2} \right] (N_{p2} - N_{p1}) = (GOR)_{avg} \Delta N_p$$

$$G_p = \sum (GOR)_{avg} \Delta N_p$$

p (пси)	Газовый фактор (ст. фут ³ /ст. барр.)	Средний газовый фактор $(GOR)_{avg}$ (ст. фут ³ /ст. барр.)	N_p (млн ст. барр.)	ΔN_p (млн ст. барр.)	ΔG_p (млн ст. фут ³)	G_p (млн ст. фут ³)	R_p (ст. фут ³ /ст. барр.)
2925	1340	1340	0	0	0	0	
2600	1340	1340	1,380	1,380	1849	1849	1340
2400	1340	1340	2,260	0,880	1179	3028	1340
2100	1340	1340	3,445	1,185	1588	4616	1340
1800	1936	1638	7,240	3,795	6216	10832	1496
1500	3584	2760	12,029	4,789	13618	24450	2033
1200	6230	4907	15,321	3,292	16154	40604	2650

Следует отметить, что свойства PVT (давление—объем—температура) сырой нефти, которые используются в уравнении материального баланса, применимы к тяжелым нефтяным остаткам со средней или низкой летучестью, которые на поверхности разделяются на нефть и растворенный газ. Эти свойства, как определяют приведенные ниже математические выражения, связывают друг с другом объемы в поверхностных и пластовых условиях:

R_p = объем газа, растворенного в нефти в пластовых условиях / объем нефти при стандартных условиях;

B_o = объем нефти в пластовых условиях / объем нефти при стандартных условиях;

B_g = объем свободного газа в пластовых условиях / объем свободного газа при стандартных условиях.

Уитсон и Брюле (Whitson и Brule, 2000) показали, что приведенные выше три свойства составляют классический набор (для модели «блэк ойл») PVT-данных, необходимых для расчетов при применении уравнения материального баланса. При выводе уравнения

материального баланса с использованием PVT-данных для модели «блэк ойл» приняты следующие допущения:

- 1) Пластовый газ при извлечении на поверхность не разделяется с углеводородной жидкостью.
- 2) Пластовая нефть состоит из двух «поверхностных компонентов»: нефти при ст. условиях хранения и природного газа, полученного при сепарации в условиях на поверхности.
- 3) Свойства нефти при условиях хранения в зависимости от ее плотности по API и поверхностного газа не изменяются со снижением давления.
- 4) Поверхностный газ, выделившийся из пластовой нефти, обладает теми же свойствами, что и пластовый газ.

Эта модель существенно усложняется, если нефть включает летучие фракции. Для сырой нефти этого типа характерно извлечение значительного количества жидких углеводородов из добытых пластовых газов. Когда пластовое давление падает ниже давления насыщения, высвобождающийся в пласте растворенный газ содержит достаточное количество тяжелых компонентов, которые конденсируются в сепараторах, установленных в поверхностных сооружениях по сбору нефти. Такой состав пластовой системы отличается от системы тяжелых нефтяных остатков, в которой допущение о пренебрежимо малом количестве жидких углеводородов, извлекаемых из добытого газа, влечет за собой незначительную погрешность. Также из нефти, включающей летучие фракции, выделяется газ, что быстрее приводит к насыщению пласта свободным газом, чем в случае тяжелых нефтяных остатков после снижения давления ниже точки насыщения. Это приводит к формированию относительно высокого газового фактора на устье скважины. Таким образом, прогнозируемые технологические показатели разработки отличаются от показателей для модели «блэк ойл» из-за необходимости учитывать жидкие углеводороды, извлекаемые из добытого газа. Традиционные уравнения материального баланса, составленные на основе стандартных лабораторных PVT-данных (по модели «блэк ойл»), дают заниженные сведения по добыче нефти. Погрешность увеличивается с ростом содержания летучих фракций в нефти.

Соответственно, на падение добычи нефтяных месторождений, содержащих летучие фракции, сильно влияет уменьшение нефтенасыщенности и большие количества выделяемого газа. Это обуславливает относительно высокую газонасыщенность, высокие текущие газовые факторы и низкие или средние темпы добычи пластовой нефти. Из добытого газа можно затем получить значительное количе-

ство жидких углеводородов в специальном технологическом оборудовании. Объем жидкой фракции, полученной из газа и извлеченной на поверхности, может быть равен объему нефти при стандартных условиях, добытой непосредственно из пласта, или даже превысить его. Накопленный отбор из залежей, разрабатываемых без поддержания пластового давления, часто составляет не более 15—30 % от начальных геологических запасов нефти.

Принципиальными требованиями при использовании методик прогнозирования технологических показателей первичной разработки пластов являются правильный учет снижения насыщенности нефтью, выделения газа, фильтрации нефти и газа в пласте, а также извлечение жидкой фазы из газа на поверхности. Если:

Q_o — дебит «тяжелой» (дегазированной) нефти, ст. барр./сут.;

Q_o' — суммарный дебит, включая конденсат, ст. барр./сут.;

R_s — растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;

GOR — суммарный измеренный газовый фактор, ст. фут³/ст. барр.;

r_s — выход конденсата, ст. барр./ст. фут³,

тогда:

$$Q_o = Q_o' - (Q_o' \text{GOR} - Q_o R_s) r_s.$$

Решив уравнение относительно Q_o , получим:

$$Q_o = Q_o' \left[\frac{1 - (r_s \text{GOR})}{1 - (r_s R_s)} \right].$$

Приведенное выше выражение можно использовать для внесения поправок в полученное значение суммарной добычи «тяжелой нефти» N_p с учетом добычи конденсата. В этом случае суммарный отбор «тяжелой нефти» рассчитывается по формуле:

$$N_p = \int_0^t Q_o dt = \sum_0^t (\Delta Q_o \Delta t).$$

В формуле 5.1.4 для расчета суммарного газового фактора используются суммарная добыча газа G_p и скорректированное значение суммарной добычи «тяжелой нефти» N_p :

$$R_p = \frac{G_p}{N_p}.$$

С. Уитсон и М. Врюле (Whitson C. и Brule M.): *Phase Behavior* (Фазовое поведение), монография SPE, т. 20, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 2000.

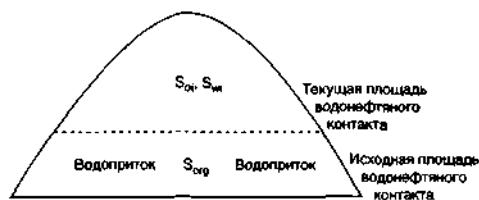


Рис. 5.4. Поправка к формуле нефтенасыщенности на водоприток

где:

- q_o — дебит нефти, барр./сут.;
- ρ_o — плотность нефти, фунт/фут³;
- ρ_g — плотность газа, фунт/фут³;
- A — площадь сечения канала потока, фут²;
- k — абсолютная проницаемость, мД;
- α — угол падения.

Расчетное значение q_o представляет собой максимальный дебит нефти, который не следует превышать, в противном случае газ начнет мигрировать вниз.

Поправка к формуле нефтенасыщенности на приток воды

Предложенная методика внесения поправки в формулу нефтенасыщенности проиллюстрирована на рис. 5.4 и описана ниже.

Шаг 1. Рассчитаем поровый объем пласта в обводненной зоне:

$$W_e - W_{pB_w} = (PV)_{\text{water}} (1 - S_{wi} - S_{огв}).$$

Решив уравнение относительно порового объема обводненной зоны, $(PV)_{\text{water}}$, получим:

$$(PV)_{\text{water}} = \frac{W_e - W_{pB_w}}{1 - S_{wi} - S_{огв}}, \quad [5.1.18]$$

где:

- $(PV)_{\text{water}}$ — поровый объем пласта в обводненной зоне, пл. барр.;
- $S_{огв}$ — остаточная нефтенасыщенность в обводненной зоне.

Шаг 2. Рассчитаем поровый объем пласта в обводненной зоне:

$$\text{объем нефти} = (PV)_{\text{water}} S_{огв}. \quad [5.1.19]$$

Шаг 3. Введем в уравнение 5.1.14 поправку, учитывающую остаточную нефть, выведенную из формул 5.1.18 и 5.1.19:

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o - \left(\frac{W_e - W_{pB_w}}{1 - S_{wi} - S_{огв}} \right) S_{огв}}{NB_{ог} - \left(\frac{W_e - W_{pB_w}}{1 - S_{wi} - S_{огв}} \right)}. \quad [5.1.20]$$

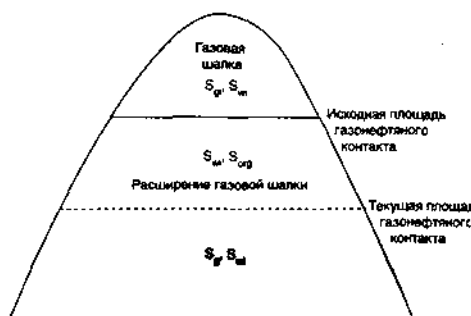


Рис. 5.5. Поправка к формуле нефтенасыщенности на расширение газовой шапки

Поправка к формуле нефтенасыщенности на расширение газовой шапки

Методика внесения поправки в формулу нефтенасыщенности проиллюстрирована на рис. 5.5 и описана ниже:

Шаг 1. Приняв допущение о том, что газ из газовой шапки не добывается, рассчитаем «чистое» расширение газовой шапки по формуле:

$$\text{расширение газовой шапки} = mNB_{ог} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right). \quad [5.1.21]$$

Шаг 2. Рассчитаем поровый объем зоны внедрения газа, $(PV)_{\text{gas}}$, решив следующее простое уравнение материального баланса:

$$mNB_{ог} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = (PV)_{\text{gas}} (1 - S_{wi} - S_{огг}),$$

или:

$$(PV)_{\text{gas}} = \frac{mNB_{ог} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{1 - S_{wi} - S_{огг}}, \quad [5.1.22]$$

где:

- $(PV)_{\text{gas}}$ — поровый объем зоны внедрения газа;
- $S_{огг}$ — остаточная нефтенасыщенность в газонефтяной системе.

Шаг 3. Рассчитаем объем нефти в зоне внедрения газа:

$$\text{объем нефти} = (PV)_{\text{gas}} S_{огг}. \quad [5.1.23]$$

Шаг 4. Введем в формулу 5.1.14 поправку, учитывающую объем остаточной нефти, захваченной в зоне внедрения газа, выведенную из формул 5.1.22 и 5.1.23:

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o - \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right) S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}}}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} - \frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right)}{1 - S_{wi} - S_{org}}} \quad [5.1.24]$$

Поправка к формуле нефтенасыщенности на комбинированный режим вытеснения

Для месторождений с комбинированным режимом извлечения флюида (водонапорным и газонапорным) в формулу нефтенасыщенности 5.1.14 можно ввести поправку, учитывающую оба механизма вытеснения:

$$S_o = \frac{(N - N_p)B_o - \left[\frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right) S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} + \frac{(W_e - W_p)B_o S_{ow}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right]}{\frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} - \left[\frac{mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right)}{1 - S_{wi} - S_{org}} + \frac{W_e - W_p B_o}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right]} \quad [5.1.25]$$

Поправка к формуле нефтенасыщенности на уменьшение объема газовой шапки

Управление газовой шапкой зачастую является надежным механизмом, обеспечивающим высокoeffективную отдачу пласта. Уменьшение объема газовой шапки приводит к потере существенного количества нефти, которое в противном случае можно было бы извлечь. Обычно нефтенасыщенность в газовой шапке незначительна или отсутствует, но в случае миграции нефти в зону, изначально занятую газом, при забрасывании залежи в указанной части газовой шапки неизбежно будет существовать некоторая остаточная нефтенасыщенность. Как показано Коле (Cole, 1961), потери при этом могут быть достаточно большими и зависят от следующих факторов:

- площадь газонефтяного контакта;
- темп уменьшения газовой шапки;
- значения относительных проницаемостей;
- вертикальная проницаемость.

Уменьшением объема газовой шапки можно управлять путем закрытия скважин, добывающих большое количество газа из газовой шапки, либо путем возврата части добытого газа в область пласта, занятого газовой шапкой. В большинстве случаев закрытие скважин не позволяет в полной мере устранить уменьшение, поскольку существует практическое ограничение на количество скважин, которые можно закрыть. Объем потерянной нефти в результате уменьшения газовой шапки может являться наиболее значимым экономическим обоснованием при выборе систем возврата газа в пласт.

Разность между исходным объемом газовой шапки и объемом, занятым газовой шапкой в любой последующий момент времени, является мерой объема нефти, мигрировавшей в газовую шапку. Если начальный объем газовой шапки равен mNB_{oi} , расширение исходного свободного газа в результате снижения давления с p_i до p составит:

$$\text{расширение исходной газовой шапки} = mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right),$$

где:

mNB_{oi} — начальный объем газовой шапки, пл. барр.;

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³.

Сжатие газовой шапки говорит о том, что объем добываемого газа превышает расширение газовой шапки за счет падения давления в залежи. Но не вся нефть, мигрировавшая в газовую шапку, будет потеряна, поскольку в системе действуют и другие механизмы извлечения. Пусть изначально в газовой зоне нефтенасыщенность отсутствует, тогда потери нефти, по сути, определяются остаточной нефтенасыщенностью на момент забрасывания. Если суммарная добыча газа из газовой шапки равна G_{pg} ст. фут³, объем сжатия газовой шапки в ст. барр. выражается, как:

$$\text{сжатие газовой шапки} = G_{pg} B_g - mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right).$$

Из объемного уравнения получим:

$$G_{pg} B_g - mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_o} - 1 \right) = 7758 Ah \phi (1 - S_{wi} - S_{gr}),$$

где:

A — средняя площадь газонефтяного контакта, акр;

h — среднее изменение толщины газонефтяного контакта, фут;

S_{gr} — остаточная газонасыщенность в зоне уменьшения газовой шапки.

Объем нефти, потерянный в результате ее миграции в газовую шапку, можно также рассчитать из объемного уравнения следующим образом:

$$\text{потери нефти} = \frac{7758 Ah \phi S_{org}}{B_o},$$

где:

S_{org} — остаточная нефтенасыщенность в зоне сжатия газовой шапки;

B_{∞} — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при ликвидации.

Объединив два приведенных выше соотношения и исключив член 7758Алф, получим следующее выражение для оценки объема нефти в ст. барр., потерянного с связи с миграцией в газовую шапку:

$$\text{потери нефти} = \frac{\left[G_{\text{гк}} B_{\text{г}} - m N B_{\text{га}} \left(\frac{B_{\text{г}}}{B_{\text{га}}} - 1 \right) \right] S_{\text{ог}}}{(1 - S_{\text{ог}} - S_{\text{гг}}) B_{\text{ог}}},$$

где:

$G_{\text{гк}}$ — суммарная добыча газа из газовой шапки, ст. фут³;

$B_{\text{г}}$ — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст. фут³.

Все методы, разработанные для прогнозирования технологических показателей разработки пласта, по сути, основаны на использовании рассмотренных выше соотношений и их комбинаций, т. е.:

- уравнение материального баланса;
- уравнения насыщенности;
- формула текущего газового фактора;
- уравнение, связывающее значения суммарного и текущего газового фактора.

Приведенная выше информация позволяет прогнозировать технологические показатели первичной разработки месторождения в условиях снижающегося пластового давления. В нефтедобывающей промышленности для исследования залежей широко используются три следующие методики:

- 1) метод Трейси (Tracy);
- 2) метод Маскета (Muskat);
- 3) метод Тарнера (Tarnier).

Все три методики для малых интервалов давления или времени дают приблизительно одинаковые результаты. Эти методики могут использоваться для прогнозирования технологических показателей разработки пластов с любым механизмом вытеснения, включая:

- режим растворенного газа;
- газонапорный режим;
- водонапорный режим;
- комбинированный режим.

Практическое применение всех этих методов проиллюстрировано на примере прогнозирования технологических показателей первичной разработки замкнутого пласта с режимом растворенного газа. Выбрав соответствующее уравнение насыщенности, например уравнение 5.1.20 для пласта с водонапорным режимом вытеснения, можно затем применить любую из указанных методик прогнозирования

к другим пластам с отличными механизмами извлечения флюида.

Рассмотрим следующие два типа пластов с режимом растворенного газа:

- 1) ненасыщенные нефтяные залежи;
- 2) насыщенные нефтяные залежи.

5.1.3. Ненасыщенные нефтяные залежи

Если пластовое давление превышает давление насыщения для сырой нефти, такую залежь называют ненасыщенной. Общее уравнение материального баланса представлено в главе 4 формулой 4.3.15:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_i) B_i] - (W_p - W_{\text{гк}} B_{\text{га}}) - G_{\text{м}} B_{\text{га}} - W_{\text{ог}} B_{\text{ог}}}{(B_o - B_{\text{га}}) + (R_p - R_i) B_i + m B_{\text{га}} \left(\frac{B_i}{B_{\text{га}}} - 1 \right) + B_{\text{ог}} (1 + m) \left[\frac{S_{\text{ог}} c_{\text{ог}} + c_{\text{г}}}{1 - S_{\text{ог}}} \right] \Delta p}$$

Для замкнутой ненасыщенной залежи без закачки флюида соблюдаются следующие условия:

- $m = 0$;
- $W_p = 0$;
- $R_i = R_{\text{ог}} = R_p$.

Упростим уравнение материального баланса, применив к нему перечисленные выше условия:

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{\text{га}}) + B_{\text{ог}} \left[\frac{S_{\text{ог}} c_{\text{ог}} + c_{\text{г}}}{1 - S_{\text{ог}}} \right] \Delta p} \quad [5.1.26]$$

с:

$$\Delta p = p_i - p,$$

где:

- p_i — начальное пластовое давление;
- p — текущее пластовое давление.

Хоукинс (Hawkins, 1955) с целью дальнейшего упрощения ввел в уравнение материального баланса сжимаемость нефти c_o . Сжимаемость нефти определяется по формуле:

$$c_o = \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} \approx \frac{1}{B_o} \frac{B_o - B_{\text{ог}}}{\Delta p}.$$

Выполним преобразования:

$$B_o - B_{\text{ог}} = c_o B_{\text{ог}} \Delta p.$$

Объединив приведенное выше выражение с формулой 5.1.26, получим:

$$N = \frac{N_p B_o}{c_o B_{\text{ог}} \Delta p + B_{\text{ог}} \left[\frac{S_{\text{ог}} c_{\text{ог}} + c_{\text{г}}}{1 - S_{\text{ог}}} \right] \Delta p} \quad [5.1.27]$$

В этом выражении числитель можно выразить, как:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} \left[c_o + \frac{S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p} \quad [5.1.28]$$

Поскольку в пласте содержатся только два флюида, т. е. нефть и вода, получим:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

Преобразовав формулу 5.1.28 и включив в нее начальную водонасыщенность, получим:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} \left[\frac{S_{oi} c_o + S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p}$$

Выражение в квадратных скобках называется эффективной сжимаемостью и, согласно Хоукинсу (Hawkins, 1955), определяется, как:

$$c_e = \frac{S_{oi} c_o + S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \quad [5.1.29]$$

Таким образом, уравнение материального баланса при давлениях выше давления насыщения будет выглядеть, как:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} c_e \Delta p} \quad [5.1.30]$$

Уравнение 5.1.30 можно представить в виде линейной зависимости:

$$p = p_i - \left[\frac{1}{N B_{oi} c_e} \right] N_p B_o \quad [5.1.31]$$

На рис. 5.6 показано, что пластовое давление линейно падает по мере изменения суммарного объема порового пространства пласта $N_p B_o$.

Преобразовав уравнение 5.1.31 и решив его относительно суммарной (накопленной) добы-

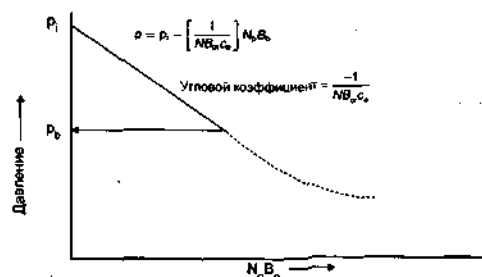


Рис 5.6. График давление — объем порового пространства

чи нефти N_p , получим:

$$N_p = N c_e \frac{B_o}{B_{oi}} \Delta p. \quad [5.1.32]$$

Таким образом, прогноз технологических показателей разработки залежи можно рассчитать не подбором, а непосредственно с помощью приведенного выше выражения.

Пример 5.3. Имеются следующие данные для замкнутого ненасыщенного нефтяного пласта:

$$\begin{aligned} p_i &= 4000 \text{ пси}; c_o = 15 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; \\ p_0 &= 3000 \text{ пси}; c_w = 3 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; \\ N &= 85 \text{ млн ст. барр.}; S_{wi} = 30\%; \\ c_f &= 5 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; B_{oi} = 1,40 \text{ пл. барр./ст. барр.} \end{aligned}$$

Требуется рассчитать суммарную добычу нефти к моменту падения пластового давления до 3500 пси [24,1 МПа]. Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при давлении 3500 пси [24,1 МПа] равен 1,414 пл. барр./ст. барр.

Решение.

Шаг 1. По формуле 5.1.29 найдем эффективную сжимаемость:

$$\begin{aligned} c_e &= \frac{S_{oi} c_o + S_{wi} c_w + c_f}{1 - S_{wi}} = \\ &= \frac{(0,7)(15 \times 10^{-6}) + (0,3)(3 \times 10^{-6}) + 5 \times 10^{-6}}{1 - 0,3} = \\ &= 23,43 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}. \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем N_p по формуле 5.1.32:

$$\begin{aligned} N_p &= N c_e \frac{B_o}{B_{oi}} \Delta p = \\ &= (85 \times 10^6) (23,43 \times 10^{-6}) \frac{1,411}{1,400} (4000 - 3500) = \\ &= 985,18 \text{ тыс. ст. барр.} \end{aligned}$$

5.1.4. Насыщенные нефтяные залежи

Если залежь изначально находится под давлением насыщения, ее называют насыщенной нефтяной залежью. Такие залежи относятся ко второму типу месторождений с режимом растворенного газа. Как только давление упадет ниже давления насыщения, газ начнет выделяться из нефти. Общее уравнение материального баланса можно упростить, приняв, что упругое расширение газа намного превышает упругое расширение породы и связанной воды и, следовательно, им можно пренебречь. Для замкнутого насыщенного нефтяного пласта без закачки флюида уравнение материального баланса выглядит, как:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g}{(B_o - B_{gi}) + (R_{si} - R_s) B_g} \quad [5.1.33]$$

В этом уравнении материального баланса содержатся два неизвестных. Эти неизвестные следующие:

- 1) суммарная (накопленная) добыча нефти N_p ;
- 2) суммарная (накопленная) добыча газа G_p .

Для прогнозирования технологических показателей первичной разработки пласта с режимом растворенного газа при расчете N_p и G_p требуются следующие характеристики залежи и PVT-данные.

Начальные геологические запасы нефти N

Как правило, при расчете отборов флюидов используются значения геологических запасов нефти, полученные объемными вычислениями. Однако при наличии достаточного объема данных по истории разработки залежи с режимом растворенного газа эти расчеты можно проверить, с помощью уравнения материального баланса.

PVT-характеристики углеводородов

Поскольку считается, что дифференциальное разгазирование нефти лучше всего отражает пластовые условия, в уравнении материального баланса, описывающего пласт, следует использовать лабораторные дифференциальные PVT-данные. Затем для приведения параметров для условий на забое скважины к условиям на поверхности используются PVT-данные, полученные методом однократного разгазирования.

Если лабораторные данные отсутствуют, в некоторых случаях можно найти приемлемые оценки в публикациях. Если отсутствуют данные по дифференциальному разгазированию, вместо них можно использовать данные, полученные методом однократного испарения, однако это может привести к высоким погрешностям при оценке сырой нефти с высокой растворимостью.

Начальная насыщенность флюидов

Желательно иметь значения начальной насыщенности флюидов, полученные на основе лабораторного анализа керна, однако, если они отсутствуют, в некоторых случаях можно оценить эти данные на основе анализа коротажных диаграмм или по характеристикам других аналогичных или близких по строению залежей.

Данные относительной проницаемости

Как правило, определенные в лаборатории значения k_{rg}/k_{ro} и k_{ro} усредняются для получения единого набора данных, характеризующего пласт. Если лабораторные данные отсутствуют, можно оценить их по характеристикам других аналогичных или близких по строению пластов.

При наличии достаточного объема данных по разработке пласта с режимом растворенно-

го газа можно рассчитать зависимость k_{rg}/k_{ro} от насыщенности по формулам:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}};$$

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = (GOR - R_s) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o}.$$

Полученные таким образом результаты следует сравнить с усредненными лабораторными данными относительных проницаемостей. При этом может возникнуть необходимость в коррекции данных, относящихся к ранней стадии разработки, и, возможно, в коррекции всех данных в целом.

Все методики, которые используются для прогнозирования технологических характеристик разработки пластов, основаны на совместном применении надлежащего уравнения материального баланса и зависимостей текущего газового фактора на базе соответствующей формулы насыщенности. Расчеты выполняются как серии вычислений для заданных падений пластового давления. Эти расчеты обычно приводятся к одному баррелю геологических запасов нефти, находящемуся при стандартных условиях и давлении насыщения, т. е. $N=1$. Это позволяет избежать использования больших чисел при вычислениях и выполнять расчеты на основе относительного извлечения начальных геологических запасов нефти.

Как говорилось выше, существует несколько технологий, которые были специально разработаны для прогнозирования технологических показателей разработки пластов с режимом растворенного газа:

- метод Трейси (Tracy);
- метод Маскета (Muskat);
- метод Тарнера (Turner).

Эти методики рассмотрены ниже.

Метод Трейси

Трейси (Tracy, 1955) предложил преобразовать обобщенное уравнение материального баланса и выразить его в зависимости от трех характеристик PVT-исследований. Преобразования Трейси приводятся в главе 4 (формула 4.5.2) и для удобства повторяются ниже:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g + (W_p B_w - W_e) \Phi_w, \quad [5.1.34]$$

где Φ_o , Φ_g и Φ_w представляют собой рассматриваемые PVT-характеристики, которые являются функцией давления и определяются из следующих выражений:

$$\Phi_o = \frac{B_o - R_s B_g}{\text{Den}};$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{\text{Den}};$$

$$\Phi_w = \frac{1}{\text{Den}}$$

с:

$$\text{Den} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_s} - 1 \right). \quad (5.1.35)$$

Для пластов с режимом растворенного газа уравнения 5.1.34 и 5.1.35, соответственно, приводятся к следующим выражениям:

$$N = N_p \Phi_o + G_p \Phi_g \quad (5.1.36)$$

и:

$$\text{Den} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g. \quad (5.1.37)$$

Вычисления по методике Трейси выполняются для серии падений давления от известных пластовых условий при предыдущем пластовом давлении p^* до нового заданного более низкого давления p .

При переходе от условий при некоем давлении p^* к более низкому пластовому давлению p принимаются приращения добычи нефти и газа равными ΔN_p и ΔG_p , или:

$$N_p = N_p^* + \Delta N_p; \quad (5.1.38)$$

$$G_p = G_p^* + \Delta G_p. \quad (5.1.39)$$

где:

N_p^*, G_p^* — «известные» значения суммарной добычи нефти и газа при предыдущем давлении p^* ;

$N_p, \Delta G_p$ — «неизвестные» значения суммарной добычи нефти и газа при новом давлении p .

Подставив в уравнение 5.1.36 вместо N_p и G_p их выражения 5.1.38 и 5.1.39, получим:

$$N = (N_p^* + \Delta N_p) \Phi_o + (G_p^* + \Delta G_p) \Phi_g. \quad (5.1.40)$$

Определим средний текущий газовый фактор на интервале между двумя значениями давления p^* и p , как:

$$(\text{GOR})_{\text{avg}} = \frac{\text{GOR}^* + \text{GOR}}{2}. \quad (5.1.41)$$

Приращение суммарной добычи газа ΔG_p можно вычислить по формуле 5.1.6:

$$\Delta G_p = (\text{GOR})_{\text{avg}} \Delta N_p. \quad (5.1.42)$$

Подставив в уравнение 5.1.40 вместо ΔG_p его выражение 5.1.41, получим:

$$N = (N_p^* + \Delta N_p) \Phi_o + [G_p^* + (\text{GOR})_{\text{avg}} \Delta N_p] \Phi_g. \quad (5.1.43)$$

Если в формуле 5.1.43 принять $N=1$, суммарная добыча нефти N_p и суммарная добыча газа G_p выражаются в виде доли от начальных геологических запасов нефти. Преобразовав выражение 5.1.43, получим:

$$\Delta N_p = \frac{1 - (N_p^* \Phi_o + G_p^* \Phi_g)}{\Phi_o + (\text{GOR})_{\text{avg}} \Phi_g}. \quad (5.1.44)$$

Формула 5.1.44, по сути, содержит две неизвестных. Эти неизвестные следующие:

- 1) приращение суммарной добычи нефти ΔN_p ;
- 2) средний газовый фактор $(\text{GOR})_{\text{avg}}$.

Уравнение 5.1.44 решается, по сути, методом итерации, целью которой является сходимости на будущем газовом факторе. В описанных ниже вычислениях для каждого заданного давления во время разработки залежи используются три следующих значения газового фактора:

- 1) текущий (известный) газовый фактор GOR^* при текущем (известном) пластовом давлении p^* ;
- 2) оценочный газовый фактор $(\text{GOR})_{\text{est}}$ при выбранном новом пластовом давлении p ;
- 3) расчетный газовый фактор $(\text{GOR})_{\text{cal}}$ при том же выбранном новом пластовом давлении p ;

Ниже приводятся этапы решения уравнения 5.1.44:

Шаг 1. Выбираем новое среднее пластовое давление p так, чтобы оно было меньше предыдущего пластового давления p^* .

Шаг 2. Рассчитываем значения PVT -функций Φ_o и Φ_g для нового выбранного значения пластового давления p .

Шаг 3. Определяем значение газового фактора, обозначенное $(\text{GOR})_{\text{est}}$ при новом выбранном пластовом давлении p .

Шаг 4. Находим средний текущий газовый фактор:

$$(\text{GOR})_{\text{avg}} = \frac{\text{GOR}^* + (\text{GOR})_{\text{est}}}{2},$$

где GOR^* — «известное» значение газового фактора при предыдущем давлении p^* .

Шаг 5. Рассчитываем приращение суммарной добычи нефти ΔN_p по формуле 5.1.44:

$$\Delta N_p = \frac{1 - (N_p^* \Phi_o + G_p^* \Phi_g)}{\Phi_o + (\text{GOR})_{\text{avg}} \Phi_g}.$$

Шаг 6. Находим суммарную добычу нефти N_p :

$$N_p = N_p^* + \Delta N_p.$$

Шаг 7. Вычисляем нефте- и газонасыщенность при выбранном среднем пластовом давлении по формулам 5.1.15 и 5.1.16:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}}.$$

Поскольку вычисления основаны на $N=1$, получим:

$$S_o = (1 - S_{wi}) (1 - N_p) \frac{B_o}{B_{oi}}$$

с газонасыщенностью:

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi}.$$

Шаг 8. Получаем отношение k_{rg}/k_{ro} при S_L , т. е. при $(S_o + S_{wi})$, на основе имеющихся лабораторных или промысловых данных относительных проницаемостей.

Шаг 9. На основе отношения коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} рассчитываем текущий газовый фактор по формуле 5.1.1 и обозначаем его $(GOR)_{cal}$:

$$(GOR)_{cal} = R_i + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right).$$

Шаг 10. Сравним оценочное значение $(GOR)_{est}$, полученное в шаге 3, с расчетным значением $(GOR)_{cal}$, полученным в шаге 9. Если эти значения находятся в пределах приемлемого допуска:

$$0,999 \leq \frac{(GOR)_{cal}}{(GOR)_{est}} \leq 1,001,$$

переходим к следующему шагу. Если расхождение между этими значениями превышает допуск, задаем оценочный газовый фактор $(GOR)_{est}$ равным расчетному газовому фактору $(GOR)_{cal}$ и повторяем расчеты, начиная с шага 4. Повторяем шаги 4—10, пока не будет достигнута сходимость.

Шаг 11. Рассчитываем суммарную добычу газа:

$$G_p = G_p^* + (GOR)_{avg} \Delta N_p.$$

Шаг 12. Поскольку расчеты основаны на 1 барреле нефти начальных геологических запасов нефти при стандартных условиях, окончательная проверка точности прогноза выполняется по уравнению материального баланса, или:

$$0,999 \leq (N_p \Phi_o + G_p \Phi_g) \leq 1,001.$$

Шаг 13. Повторяем расчеты, начиная с шага 1, для нового давления и заданных значений:

$$\begin{aligned} p^* &= p; \\ GOR^* &= GOR; \\ G_p^* &= G_p; \\ N_p^* &= N_p. \end{aligned}$$

По мере выполнения расчетов следует строить график газового фактора от давления. Его экстраполяция поможет выбрать оценочное значение газового фактора для каждого нового давления.

Пример 5.4. Пласт с режимом растворенного газа характеризуется следующими PVT-данными. Значения относительных проницаемостей показаны на рис. 5.7.

p (пси)	B_o (пл. барр./ ст. барр.)	B_g (пл. барр./ ст. фут ³)	R_i (ст. фут ³ / ст. барр.)
4350	1,43	$6,9 \times 10^{-4}$	840
4150	1,420	$7,1 \times 10^{-4}$	820
3950	1,395	$7,4 \times 10^{-4}$	770
3750	1,380	$7,8 \times 10^{-4}$	730
3550	1,360	$8,1 \times 10^{-4}$	680
3350	1,345	$8,5 \times 10^{-4}$	640

Имеются следующие дополнительные данные:

$$\begin{aligned} N &= 15 \text{ млн ст. барр.}; \quad p^* = 4350 \text{ пси}; \\ p_i &= 4350 \text{ пси}; \quad GOR^* = 840 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}; \end{aligned}$$

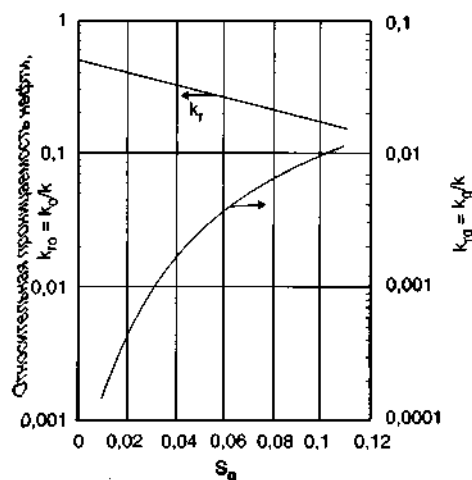


Рис. 5.7. Данные относительной проницаемости по примеру 5.4 (по: Economides, M., et al., Petroleum Production Systems, Prentice Hall Petroleum Engineers Series, 1994)

$$p_b = 4350 \text{ пси}; G' = 0;$$

$$S_{wi} = 30\%; N'_p = 0;$$

$$N = 15 \text{ млн ст. барр.}$$

Требуется определить прогноз по суммарной добыче нефти и газа при снижении давления до 3350 пси [23,1 МПа].

Решение.

В примере по методике Трейси выполнены расчеты для давления 4150 пси [28,6 МПа].

Шаг 1. Рассчитаем характеристики PVT-исследований по методике Трейси для давления 4150 пси [28,6 МПа]. Сначала рассчитаем член Den по формуле 5.1.37:

$$\text{Den} = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R) B_g = \\ = (1,42 - 1,43) + (840 - 820)(7,1 \times 10^{-4}) = 0,0042.$$

Затем рассчитаем Φ_o и Φ_g при давлении 4150 пси [28,6 МПа]:

$$\Phi_o = \frac{B_o - R_{si} B_g}{\text{Den}} = \\ = \frac{1,42 - (820)(7,1 \times 10^{-4})}{0,0042} = 199;$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{\text{Den}} = \frac{7,1 \times 10^{-4}}{0,0042} = 0,17.$$

Аналогично рассчитаем характеристики PVT-исследований при прочих давлениях, тогда:

p	Φ_o	Φ_g
4350	—	—
4150	199	0,17
3950	49	0,044
3750	22,6	0,022
3550	13,6	0,014
3350	9,42	0,010

Шаг 2. Оценим (зададим) значение газового фактора при давлении 4150 пси [28,6 МПа]:

$$(GOR)_{est} = 850 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}$$

Шаг 3. Рассчитаем средний газовый фактор:

$$(GOR)_{avg} = \frac{GOR' + (GOR)_{est}}{2} = \frac{840 + 850}{2} = \\ = 845 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}$$

Шаг 4. Рассчитаем приращение суммарной добычи нефти ΔN_p :

$$\Delta N_p = \frac{1 - (N'_p \Phi_o + G'_p \Phi_g)}{\Phi_o + (GOR)_{avg} \Phi_g} =$$

$$= \frac{1 - [(0)(199) + (0)(0,17)]}{199 + (845)(0,17)} = 0,00292 \text{ ст. барр.}$$

Шаг 5. Рассчитаем суммарную добычу нефти N_p при давлении 4150 пси [28,6 МПа]:

$$N_p = N'_p + \Delta N_p = 0 + 0,00292 = 0,00292 \text{ ст. барр.}$$

Шаг 6. Рассчитаем значения нефте- и газонасыщенности:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} = \\ = (1 - 0,3) \left(1 - \frac{0,00292}{1} \right) \frac{1,42}{1,43} = 0,693;$$

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi} = 1 - 0,3 - 0,693 = 0,007.$$

Шаг 7. Определим отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} по рис. 5.7:

$$k_{rg}/k_{ro} = 8 \times 10^{-6}.$$

Шаг 8. Приняв $\mu_o = 1,7$ сП и $\mu_g = 0,023$ сП, рассчитаем текущий газовый фактор:

$$(GOR)_{cal} = R_i + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right) = \\ = 820 + (1,7 \times 10^{-4}) \frac{(1,7)(1,42)}{(0,023)(1,7 \times 10^{-4})} = \\ = 845 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.},$$

что согласуется с принятым значением в 850.

Шаг 9. Рассчитаем суммарную добычу газа:

$$G_p = G'_p + (GOR)_{avg} \Delta N_p = 0 + (0,00292)(850) = \\ = 2,48 \text{ ст. фут}^3.$$

Полностью результаты расчета по этой методике показаны на следующей странице.

Метод Маскета

Маскет (Muskat, 1945) выразил уравнение материального баланса для залежей с режимом растворенного газа в следующей дифференциальной форме:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{S_o B_g \frac{dR_s}{dp} + S_o k_{rg} \mu_o \frac{dB_o}{dp} - (1 - S_o - S_{wi}) \frac{dB_g}{dp}}{1 + \frac{k_{rg} \mu_o}{k_{ro} \mu_g}}$$

[5.1.45]

p	ΔN_p	N_p	$(GOR)_{avg}$	ΔG_p	G_p (ст. фут ³ /ст. барр.)	$N_p = 15 \times 10^6 N$ (ст. барр.)	$G_p = 15 \times 10^6 N$ (ст. фут ³)
4350	-	-	-	-	-	-	-
4150	0,00292	0,00292	845	2,48	2,48	$0,0438 \times 10^6$	-
3950	0,00841	0,0110	880	7,23	9,71	$0,165 \times 10^6$	$37,2 \times 10^6$
3750	0,0120	0,0230	1000	12	21,71	$0,180 \times 10^6$	$145,65 \times 10^6$
3550	0,0126	0,0356	1280	16,1	37,81	$0,534 \times 10^6$	$325,65 \times 10^6$
3350	0,011	0,0460	1650	18,2	56,01	$0,699 \times 10^6$	$567,15 \times 10^6$

$$\Delta S_o = S_o^* - S_o;$$

$$\Delta p = p^* - p.$$

где:

S_o^*, p^* — нефтенасыщенность и среднее пластовое давление в начале шага изменения давления (известные значения);

S_o, p — нефтенасыщенность и среднее пластовое давление в конце временного шага;

R_s — коэффициент растворимости газа при давлении p , ст. фут³/ст. барр.;

B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях, пл. барр./ст.фут³;

S_{wi} — начальная водонасыщенность.

Крафт (Craft) и соавт. (1991) предположили, что можно существенно упростить вычисления, если заранее рассчитать и построить графики следующих выражений, зависящих от давления:

$$X(p) = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp}; \quad [5.1.46]$$

$$Y(p) = \frac{1}{B_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dp}; \quad [5.1.47]$$

$$Z(p) = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp}. \quad [5.1.48]$$

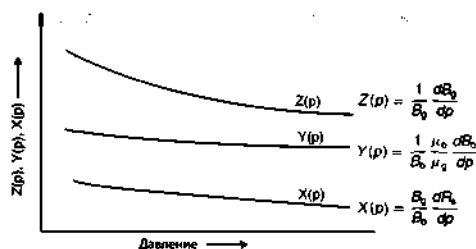


Рис. 5.8. График выражений, зависящих от давления, от p

Подставив вышеупомянутые выражения, зависящие от давления, в формулу 5.1.45, получим:

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p} \right) = \frac{S_o X(p) + S_o \frac{k_{rg}}{k_{ro}} Y(p) - (1 - S_o - S_{wi}) Z(p)}{1 + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}}. \quad [5.1.49]$$

Дано:

- начальные геологические запасы нефти N ;
- текущее (известное) давление p^* ;
- текущая суммарная (накопленная) добыча нефти N_p^* ;
- текущая суммарная (накопленная) добыча газа G_p^* ;
- текущий газовый фактор GOR^* ;
- текущая нефтенасыщенность S_o^* ;
- начальное водонасыщение S_{wi} .

Решение уравнения 5.1.49 в приведенной ниже последовательности позволит спрогнозировать суммарную добычу и насыщенность флюидов при заданном падении давления Δp , т. е. $(p^* - p)$.

Шаг 1. Построить зависимость k_{rg}/k_{ro} от газонасыщенности.

Шаг 2. Построить графики R_s , B_o и B_g от давления и численно определить угловые коэффициенты для PVT-свойств (т. е. dB_o/dp , dB_g/dp и dR_s/dp) при нескольких значениях давления. Построить таблицу обобщенных значений как функцию от давления.

Шаг 3. Рассчитать зависящие от давления выражения $X(p)$, $Y(p)$ и $Z(p)$ для каждого выбранного в шаге значения давления. То есть:

$$X(p) = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp};$$

$$Y(p) = \frac{1}{B_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dp};$$

$$Z(p) = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp}.$$

Шаг 4. Построить графики зависящих от давления выражений $X(p)$, $Y(p)$ и $Z(p)$ от давления, как показано на рис. 5.8.

Шаг 5. Пусть пластовое давление уменьшилось от начального (известного) среднего значения p^* до выбранного пластового давления p . По графику определить значения $X(p)$, $Y(p)$ и $Z(p)$, соответствующие давлению p .

Шаг 6. Решить уравнение 5.1.49 относительно $(\Delta S_o/\Delta p)$, используя текущую нефтенасыщенность S_o в начале интервала падения давления p^* :

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right) = \frac{S_o^* X(p^*) + S_o^* \frac{k_{rg}}{k_{ro}} Y(p^*) - (1 - S_o^* - S_{wi}) Z(p^*)}{1 + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}}$$

Шаг 7. Определить нефтенасыщенность S_o при принятом (выбранном) среднем пластовом давлении p по формуле:

$$S_o = S_o^* - (p^* - p) \frac{\Delta S_o}{\Delta p}. \quad [5.1.50]$$

Шаг 8. С помощью нефтенасыщенности S_o , рассчитанной в шаге 7, обновленного значения отношения коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} при S_o и значений PVT-исследований при принятом давлении p пересчитать соотношение $(\Delta S_o/\Delta p)$ по формуле 5.1.49:

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right) = \frac{S_o X(p) + S_o \frac{k_{rg}}{k_{ro}} Y(p) - (1 - S_o - S_{wi}) Z(p)}{1 + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}}$$

Шаг 9. Рассчитать среднее значение $(\Delta S_o/\Delta p)$ по двум величинам, полученным в шагах 6 и 8:

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{avg} = \frac{\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{step 6} + \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{step 8}}{2}.$$

Шаг 10. Используя $(\Delta S_o/\Delta p)_{avg}$, решить уравнение относительно нефтенасыщенности S_o :

$$S_o = S_o^* - (p^* - p) \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p}\right)_{avg}. \quad [5.1.51]$$

Шаг 11. Рассчитать газонасыщенность S_g и газовый фактор по формуле:

$$S_g = 1 - S_{wi} - S_o;$$

$$GOR = R_g + \frac{k_g}{k_{ro}} \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right).$$

Шаг 12. Решить уравнение насыщенности, т. е. уравнение 5.1.15, относительно суммарной (накопленной) добычи нефти:

$$N_p = N \left(1 - \frac{B_o}{B_o} \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right), \quad [5.1.52]$$

где приращение суммарной добычи нефти равно:

$$\Delta N_p = N_p - N_p^*.$$

Шаг 13. Рассчитать приращение суммарной добычи газа по формулам 5.1.40 и 5.1.41:

$$(GOR)_{avg} = \frac{GOR' + GOR}{2};$$

$$\Delta G_p = (GOR)_{avg} \Delta N_p,$$

где общая суммарная добыча газа равна:

$$G_p = \sum \Delta G_p.$$

Шаг 14. Повторить шаги 5—13 для всех требуемых падений давления и параметров:

$$p^* = p;$$

$$N_p^* = N_p;$$

$$G_p^* = G_p;$$

$$GOR^* = GOR;$$

$$S_o^* = S_o.$$

Пример 5.5*. Ограниченная залежь с режимом растворенного газа находится при пластовом давлении, равном давлению насыщения 2500 пси. Точные свойства флюида опубликованы Крафтом (Craft) и соавторами и приводятся здесь при двух значениях давления.

Свойства флюида	$p^* = 2500$ пси [17,3 МПа]	$p = 2300$ пси [15,9 МПа]
B_o , пл. барр./ст. барр.	1,498	1,463
R_g , ст. фут ³ /ст. барр.	721	669
B_g , пл. барр./ст. фут ³	0,001048	0,001155
μ_o , сП	0,488	0,539
μ_g , сП	0,0170	0,0166
$X(p)$	0,00018	0,00021
$Y(p)$	0,00328	0,00380
$Z(p)$	0,00045	0,00050

Имеются также следующие дополнительные данные:

$$N = 56 \text{ млн ст. барр.};$$

$$S_{wi} = 20\%; S_o = 80\%.$$

* Craft, B.C., Hawkins, M., and Terry, R. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice Hall, 1991, 2nd edition.

S_g	k_{rg}/k_{ro}
0,10	0,010
0,20	0,065
0,30	0,200
0,50	2,000
0,55	3,000
0,57	5,000

Требуется рассчитать накопленную добычу нефти при падении давления на 200 пси [1,4 МПа], т. е. до 2300 пси [15,9 МПа].

Решение.

Шаг 1. Используя начальную нефтенасыщенность интервала давления, т. е. $S_o^* = 0,8$, рассчитаем отношение k_{rg}/k_{ro} :

$k_{rg}/k_{ro} = 0$ (изначально свободный газ в системе отсутствует).

Шаг 2. Рассчитаем выражение $(\Delta S_o/\Delta p)$ по формуле 5.1.49:

$$\frac{\Delta S_o}{\Delta p} = \frac{S_o^* X(p^*) + S_o^* \frac{k_{rg}}{k_{ro}} Y(p^*) - (1 - S_o^* - S_{w,i}) Z(p^*)}{1 + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_g}{\mu_o}} =$$

$$= \frac{(0,8)(0,00018) + (0,8)(0)(0,00328) - (1 - 0,8 - 0,2)(0,00045)}{1 + (0) \left(\frac{0,488}{0,017} \right)} =$$

$$= 0,000146.$$

Шаг 3. Рассчитаем нефтенасыщенность при $p = 2300$ пси [15,9 МПа] по формуле 5.1.51:

$$S_o = S_o^* - (p^* - p) \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p} \right)_{avg} =$$

$$= 0,8 - (2500 - 2300)(0,000146) = 0,7709.$$

Шаг 4. Пересчитаем выражение $(\Delta S_o/\Delta p)$, используя $\Delta S_o = 0,7799$, отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} при S_o и зависящие от давления значения PVT -свойств для давления 2300 пси [15,9 МПа]:

$$\frac{\Delta S_o}{\Delta p} = \frac{S_o X(p) + S_o \frac{k_{rg}}{k_{ro}} Y(p) - (1 - S_o - S_{w,i}) Z(p)}{1 + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_g}{\mu_o}} =$$

$$= \frac{(0,7709)(0,00021) + (0,7709)(0,00001)(0,0038) - (1 - 0,2 - 0,7709)(0,0005)}{1 + (0,00001) \left(\frac{0,539}{0,0166} \right)} =$$

$$= 0,000173.$$

Шаг 5. Рассчитаем среднее значение $(\Delta S_o/\Delta p)$:

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p} \right)_{avg} = \frac{\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p} \right)_{step 2} + \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p} \right)_{step 3}}{2} =$$

$$= \frac{0,000146 + 0,000173}{2} = 0,000159.$$

Шаг 6. Рассчитаем нефтенасыщенность при давлении 2300 пси [15,9 МПа] по формуле 5.1.51:

$$S_o = S_o^* - (p^* - p) \left(\frac{\Delta S_o}{\Delta p} \right)_{avg} =$$

$$= 0,8 - (2500 - 2300)(0,000159) = 0,7682.$$

Шаг 7. Рассчитаем газонасыщенность:

$$S_g = 1 - S_{w,i} - S_o = 1 - 0,2 - 0,7682 = 0,0318.$$

Шаг 8. Рассчитаем суммарную (накопленную) добычу нефти при давлении 2300 пси [15,9 МПа] по формуле 5.1.52:

$$N_p = N [1 - (B_{oi}/B_o) (S_o/1 - S_{w,i})] =$$

$$= 56 \times 10^6 [1 - (1,498/1,463)(0,7682/1 - 0,2)] =$$

$$= 939\,500 \text{ ст. барр.}$$

Шаг 9. Рассчитав отношение k_{rg}/k_{ro} при давлении 2300 пси [15,9 МПа], получим:

$$k_{rg}/k_{ro} = 0,00001.$$

Шаг 10. Рассчитаем текущий газовый фактор при давлении 2300 пси [15,9 МПа]:

$$GOR = R_o + \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right) =$$

$$= 669 + (0,00001) \frac{(0,539)(1,463)}{(0,0166)(0,001155)} =$$

$$= 670 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}$$

Шаг 11. Рассчитаем приращение суммарного отбора газа:

$$(GOR)_{avg} = \frac{GOR^* + GOR}{2} = \frac{669 + 670}{2} =$$

$$= 669,5 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.};$$

$$\Delta G_p = (GOR)_{avg} \Delta N_p = (669,5)(939\,500 - 0) =$$

$$= 629 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}$$

Следует подчеркнуть, что этот метод основан на допущении о равномерном распределении нефтенасыщенности по всему пласту, поэтому при ощутимой сегрегации газа в залежи такое решение некорректно. То есть оно применимо только для случаев относительно низкой проницаемости.

Метод Тарнера

Тарнер (Tagner, 1944) предложил итерационный метод прогнозирования суммарной до-

бычи нефти N_p и суммарной добычи газа G_p из залежи как функции пластового давления. Метод основан на одновременном решении уравнения материального баланса и уравнения текущего газового фактора для падения пластового давления от известного значения p^* до принятой (новой) величины p . Соответственно предполагается, что суммарная (накопленная) добыча нефти и газа увеличилась от известных значений N_p^* и G_p^* при пластовом давлении p^* до новых величин N_p и G_p при принятом давлении p . Чтобы упростить описание предложенного итерационного метода, пошаговые вычисления проиллюстрированы на примере замкнутого (ограниченного) насыщенного нефтяного пласта, однако этот метод может также использоваться для прогнозирования объемных изменений в пластах с различными механизмами извлечения флюида.

Шаг 1. Задать новое значение пластового давления p , которое должно быть меньше начального (текущего) пластового давления p^* , и найти необходимые PVT-данные. Пусть суммарная добыча нефти увеличилась с N_p^* до N_p . Следует учесть, что при начальном пластовом давлении N_p и G_p^* равны нулю.

Шаг 2. Подобрать величину суммарной добычи нефти N_p с учетом принятого в шаге 1 пластового давления p .

Шаг 3. Рассчитать суммарную добычу газа G_p , преобразовав уравнение материального баланса, т. е. уравнение 5.1.33:

$$G_p = N \left[(R_n - R_s) - \frac{B_n - B_s}{B_s} \right] - N_p \left(\frac{B_n}{B_s} - R_s \right). \quad (5.1.53)$$

Также вышеприведенное соотношение можно выразить в зависимости от общего (по двум фазам) объемного коэффициента в пластовых условиях B_s :

$$G_p = \frac{N(B_n - B_s) - N_p(B_s - R_n B_s)}{B_s}, \quad (5.1.54)$$

где:

- B_n — начальный объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, пл. барр./ст. барр.;
- R_n — начальная растворимость газа, ст. фут³/ст. барр.;
- B_s — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при принятом пластовом давлении p , пл. барр./ст. барр.;
- B_g — объемный коэффициент газа в пластовых условиях при принятом пластовом давлении p , пл. барр./ст. фут³;
- B_t — общий (по двум фазам) объемный коэффициент в пластовых условиях при принятом пластовом давлении p , пл. барр./ст. барр.;

N — начальные геологические запасы нефти, ст. барр.

Шаг 4. Рассчитать значения нефте- и газонасыщенности для принятой суммарной добычи нефти N_p и выбранного пластового давления p по формулам 5.1.15 и 5.1.16, соответственно:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left[\left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \right] \left(\frac{B_o}{B_n} \right);$$

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi}$$

$$\text{и: } S_L = S_o + S_{wi},$$

где:

- S_L — общая насыщенность жидкости;
- B_{oi} — начальный объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при давлении p , пл. барр./ст. барр.;
- B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при давлении p , пл. барр./ст. барр.;
- S_g — газонасыщенность при принятом пластовом давлении p ;
- S_o — нефтенасыщенность при принятом пластовом давлении p .

Шаг 5. Используя имеющиеся данные относительной проницаемости, определить отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} , соответствующее рассчитанной в шаге 4 общей насыщенности жидкости S_L , и рассчитать текущий газовый фактор при давлении p по формуле 5.1.1:

$$GOR = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left[\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right]. \quad (5.1.55)$$

Следует отметить, что все PVT-данные в этом выражении должны быть рассчитаны для принятого пластового давления p .

Шаг 6. Вновь рассчитать суммарную добычу газа G_p при давлении p по формуле 5.1.7:

$$G_p = G_p^* + \left[\frac{GOR' + GOR}{2} \right] \left[(N_p - N_p^*) \right], \quad (5.1.56)$$

где GOR' — текущий газовый фактор при давлении p^* . Необходимо обратить внимание, что если p^* равно начальному пластовому давлению, $GOR' = R_n$.

Шаг 7. В результате вычислений, выполненных в шаге 3 и шаге 6, получается два значения суммарной добычи газа G_p при принятом (заданном) давлении p :

- 1) значение G_p , рассчитанное по уравнению материального баланса;
- 2) значение G_p , рассчитанное по формуле газового фактора.

Эти два значения G_p получены двумя независимыми методами и, следовательно, если суммарная добыча газа G_p , вычисленная в шаге 3, согласуется с величиной, рассчитанной в шаге 6, принятое значение N_p корректно; теперь можно выбрать новое давление и повторить шаги 1—6. В противном случае выбрать новое значение N_p и повторить шаги 2—6.

Шаг 8. Чтобы упростить этот итерационный процесс, можно выбрать три значения N_p и получить три различных решения по каждому из уравнений (т. е. уравнения материального баланса и газового фактора) для суммарной добычи газа. Следует нанести расчетные данные на график G_p от выбранных значений N_p , получим две кривые (одна по данным шага 3, вторая — по данным шага 5) и найдем точку их пересечения. Точка пересечения означает, что значения суммарной добычи нефти и газа удовлетворяют обоим уравнениям.

Следует отметить, что может оказаться удобнее принимать значения N_p как долю от начальных геологических запасов нефти N . Например, N_p можно принять равным не 10 000 баррелям при стандартных условиях, а 0,01 N . При таком подходе абсолютное значение N не требуется. Результаты расчетов при этом будут выражаться в баррелях добытой нефти при стандартных условиях на баррель начальных геологических запасов нефти при стандартных условиях и в ст. футах³ добытого газа на баррель начальных геологических запасов нефти при стандартных условиях.

Чтобы проиллюстрировать применение метода Тарнера, Коле (Cole, 1969) привел следующий пример.

Пример 5.6. Насыщенный нефтяной пласт находится под давлением насыщения 2100 пси [14,6 МПа] и температуре 175 °F [79 °C]. Начальное пластовое давление равно 2400 пси [16,7 МПа]. Ниже приводятся характеристики породы и флюида на месторождении:

$$N = 10 \text{ млн ст. барр.}; S_w = 15\%; \phi = 12\%;$$

$$c_w = 3,2 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}; c_f = 3,1 \times 10^{-6} \text{ пси}^{-1}.$$

Основные PVT-характеристики:

p (пси)	B_o (пл. барр./ст. барр.)	B_1 (пл. барр./ст. барр.)	R_s (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_g (пл. барр./ст. фут ³)	μ_o/μ_g
2400	1,464	1,464	1340	—	—
2100	1,480	1,480	1340	0,001283	34,1
1800	1,468	1,559	1280	0,001518	38,3
1500	1,440	1,792	1150	0,001853	42,4

Отношения коэффициентов относительных проницаемостей:

S_L (%)	k_{rs}/k_o
96	0,018
91	0,063
75	0,850
65	3,350
55	10,200

Требуется определить прогнозные значения суммарной (накопленной) добычи нефти и газа при давлениях 2100, 1800 и 1500 пси [14,6; 12,5; 10,4 МПа].

Решение. Требуемые вычисления будут выполнены для двух следующих различных механизмов извлечения флюидов:

- 1) Во время снижения пластового давления от начального значения в 2500 пси [17,4 МПа] до давления насыщения в 2100 пси [14,6 МПа] пласт считается ненасыщенным и, следовательно, уравнение материального баланса может использоваться для непосредственного определения суммарной добычи без подключения итерационной методики.
- 2) При пластовых давлениях ниже уровня насыщения нефтяной пласт считается насыщенным и к нему применим метод Тарнера (Tarnier).

Прогнозирование добычи нефти при изменении давления от начального значения до уровня насыщения

Шаг 1. Уравнение материального баланса для ненасыщенного пласта выражается формулой 4.4.10:

$$F = N(E_o + E_{f,w}),$$

где:

$$F = N_p B_o + W_p B_w;$$

$$E_o = B_o - B_{on};$$

$$E_{f,w} = B_{on} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wn}} \right] \Delta p;$$

$$\Delta p = p_i - \bar{p}_r.$$

В отсутствие продвижения воды можно решить уравнение 4.4.10 относительно суммарной добычи нефти:

$$N_p = \frac{N[E_o + E_{f,w}]}{B_o} \quad [5.1.57]$$

Шаг 2. Рассчитаем два коэффициента расширения E_o и $E_{f,w}$ для падения пластового давления от начального значения в 2400 пси [17,4 МПа] до уровня насыщения в 2100 пси [14,6 МПа]:

$$E_o = B_o - B_{oi} = 1,480 - 1,464 = 0,016;$$

$$E_{f,м} = B_{oi} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p =$$

$$= (1,464) \left[\frac{(3,2 \times 10^{-6})(0,15) + (3,1 \times 10^{-6})}{1 - 0,15} \right] \times$$

$$\times (2400 - 2100) = 0,0018.$$

Шаг 3. Рассчитаем суммарную добычу нефти и газа при снижении пластового давления от 2400 пси [17,4 МПа] до уровня насыщения в 2100 пси [14,6 МПа] по формуле 5.1.57:

$$N_p = \frac{N[E_o + E_{f,м}]}{B_o} =$$

$$= \frac{10 \times 10^6 [0,016 + 0,0018]}{1,480} = 120\,270 \text{ ст. барр.}$$

При давлении, большем или равном давлению насыщения, текущий газовый фактор равен растворимости газа в точке насыщения и, следовательно, суммарная добыча газа выражается формулой:

$$G_p = N_p R_{si} = (120\,270)(1340) = 161 \text{ млн ст. фут}^3.$$

Шаг 4. Определим остаточные запасы нефти при давлении 2100 пси [14,6 МПа]:

$$\text{остаточные запасы нефти} = 10 \times 10^6 - 120\,270 =$$

$$= 9,880 \text{ млн ст. барр.}$$

Остаточные запасы нефти определяются как начальные геологические запасы нефти при разработке пласта с давлением ниже давления насыщения. То есть:

$$N = 9,880 \text{ млн ст. барр.};$$

$$N_p = N_p^* = 0 \text{ ст. барр.};$$

$$G_p = G_p^* = 0 \text{ ст. фут}^3;$$

$$R_{si} = 1340 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.};$$

$$B_o = 1,489 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$B_{oi} = 1,489 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$B_{gi} = 0,001283 \text{ пл. барр./ст. фут}^3.$$

Прогнозирование добычи нефти при давлениях ниже давления насыщения

Прогноз добычи нефти при давлении 1800 пси [12,5 МПа] при следующих PVT-свойствах:

$$B_o = 1,468 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$B_i = 1,559 \text{ пл. барр./ст. барр.};$$

$$B_g = 0,001518 \text{ пл. барр./ст. фут}^3;$$

$$R_i = 1280 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}$$

Шаг 1. Пусть при падении пластового давления до 1800 пси [12,5 МПа] добыто 1% насыщенной нефти. То есть:

$$N_p = 0,01N.$$

Рассчитаем соответствующую суммарную добычу газа G_p по формуле 5.1.54:

$$G_p = \frac{N(B_{oi} - B_i) - N_p(B_i - R_{si}B_g)}{B_i} =$$

$$= \frac{N(1,559 - 1,480) - (0,01N)(1,599 - (1340)(0,001518))}{0,001518}$$

$$= 55,17N.$$

Шаг 2. Рассчитаем нефтенасыщенность:

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} =$$

$$= (1 - 0,15) \left(1 - \frac{0,01N}{N} \right) \frac{1,468}{1,480} = 0,835.$$

Шаг 3. Определим отношение коэффициентов относительных проницаемостей k_{rg}/k_{ro} из таблицы при общей насыщенности жидкости S_L :

$$S_L = S_o + S_{wi} = 0,835 + 0,15 = 0,985;$$

$$k_{rg}/k_{ro} = 0,0100.$$

Шаг 4. Рассчитаем текущий газовый фактор при давлении 1800 пси [12,5 МПа] по формуле 5.1.55:

$$GOR = R_i + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right) =$$

$$= 1280 + (0,0100)(38,3) \frac{1,468}{0,001518} =$$

$$= 1650 \text{ ст. фут}^3/\text{ст. барр.}$$

Шаг 5. Снова определим суммарную добычу газа по формуле среднего газового фактора и формуле 5.1.56:

$$G_p = G_p^* + \left[\frac{GOR^* + GOR}{2} \right] (N_p - N_p^*) =$$

$$= 0 + \frac{1340 + 1650}{2} (0,01N - 0) = 14,95N.$$

Шаг 6. Поскольку значения суммарной добычи газа, рассчитанные двумя независимыми способами (шаг 1 и шаг 5), не согласуются друг с другом, вычисления можно повторить, приняв в качестве N_p другое значение и построив график результатов вычислений. Повторные вычисления сходятся при:

$$N_p = 0,0393N;$$

$$G_p = 64,34N;$$

или:

$$N_p = 0,0393(9,88 \times 10^6) = 388\,284 \text{ ст. барр.};$$

$$G_p = 64,34(9,88 \times 10^6) = 635,679 \text{ млн ст. фут}^3.$$

Следует отметить, что необходимо учесть суммарную добычу при давлении выше точки насыщения при определении общей суммарной добычи нефти и газа. Суммарная добыча нефти и газа в ходе падения давления от начального уровня до давления насыщения составит:

$$N_p = 120\,270 \text{ ст. барр.};$$

$$G_p = 161 \text{ млн ст. фут}^3.$$

Следовательно, фактическая суммарная добыча при давлении 1800 пси составит:

$$N_p = 120\,270 + 388\,284 = 508\,554 \text{ ст. барр.}$$

$$G_p = 161 + 635,679 = 799,679 \text{ млн ст. фут}^3.$$

Конечные результаты, приведенные ниже, отражают суммарную добычу нефти и газа при снижении давления относительно давления насыщения:

Давление	N_p	Фактическая N_p (ст. барр.)	G_p	Фактическая G_p (млн ст. фут ³)
1800	0,0393N	508 554	64,34N	799,679
1500	0,0889N	998 602	136,6N	1510,608

Рассмотрение трех методов прогнозирования извлечения нефти, т. е. методов Трейси, Маскета и Тарнера, показало, что отношение коэффициентов относительных проницаемостей является наиболее важным особым фактором, регулирующим извлечение нефти. Для случаев, когда подробные сведения о физических характеристиках пластовой породы в зависимости от k_{ra}/k_{ro} отсутствуют, Валь (Wahl) и соавт. (1958) предложили эмпирическое выражение для прогнозирования отношения коэффициентов относительных проницаемостей в песчанниках:

$$\frac{k_{ra}}{k_{ro}} = \zeta (0,0435 + 0,4556\zeta)$$

с:

$$\zeta = \frac{1 - S_{rc} - S_{wi} - S_o}{S_o - 0,25},$$

где:

S_{rc} — критическая газонасыщенность;
 S_{wi} — начальная водонасыщенность;
 S_o — нефтенасыщенность.

Торкасо и Уайли (Torcaso и Wyllie, 1958) представили аналогичную зависимость для песчанников в следующей форме:

$$\frac{k_{ra}}{k_{ro}} = \frac{(1 - S')^2 [1 - (S')^2]}{(S')^4}$$

с:

$$S' = \frac{S_o}{1 - S_{wi}}.$$

5.2. Этап 2. Технологические показатели эксплуатации нефтяных скважин

Все методы прогнозирования технологических характеристик разработки месторождений показывают зависимость накопленной добычи нефти N_p , накопленную добычу газа G_p и текущего газового фактора от снижения среднего пластового давления, но не связывают добычу продукции со временем. Однако технологические характеристики разработки пластов можно связать со временем с помощью соотношений для прогнозирования дебита отдельных скважин в пласте. Такие соотношения для дебита традиционно выражаются в зависимости от:

- индекса продуктивности скважины;
- продуктивности скважины (IPR).

Эти соотношения приведены ниже для вертикальных и горизонтальных скважин.

5.2.1. Технологические показатели вертикальной нефтяной скважины

Индекс продуктивности и продуктивность

Индекс (или коэффициент) продуктивности представляет собой широко используемую меру добычных возможностей скважины. Индекс продуктивности обозначается символом J и вычисляется как отношение общего дебита жидкости к депрессии (перепаду) давления. При добыче необходимой нефти индекс продуктивности рассчитывается по формуле:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p}, \quad [5.2.1]$$

где:

Q_o — дебит нефти, ст. барр./сут.;
 J — индекс продуктивности, ст. барр./сут./пси;
 $\bar{p}_r$ — средневзвешенное давление по объему пласта r в области дренирования скважины (статическое давление);

p_{wf} — забойное давление;
 Δp — депрессия (перепад давления), пси.

Индекс продуктивности обычно измеряют во время испытаний скважины на приток. Скважина закрывается до тех пор, пока не будет достигнуто статическое пластовое давление. Затем скважина эксплуатируется с постоянным дебитом Q и установившимся забойным давлением p_{wf} . Поскольку поддержание установившегося постоянного давления на поверхности не гарантирует постоянства p_{wf} , следует непрерывно контролировать забойное гидродинамическое давление с момента открытия скважины. Затем индекс продуктивности рассчитывается по формуле 5.1.1.

Важно отметить, что индекс продуктивности достоверно отражает потенциал продуктивности скважины, только если скважина эксплуатируется в псевдостационарном режиме. Поэтому для точного определения индекса продуктивности скважины важно, чтобы скважина эксплуатировалась с постоянным дебитом в течение времени, достаточного для достижения псевдостационарного состояния, как показано на рис. 5.9. На рисунке показано, что в режиме неустановившейся фильтрации расчетные значения индекса продуктивности будут зависеть от времени измерения p_{wf} .

Индекс продуктивности J можно численно рассчитать, если использовать формулы, полученные для псевдостационарного течения. Повторно запишем уравнение 1.2.137:

$$Q_o = \frac{0,00708 k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \quad [5.2.2]$$

Объединив приведенное выше выражение с формулой 5.2.1, получим:

$$J = \frac{0,00708 k_o h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \quad [5.2.3]$$

где:

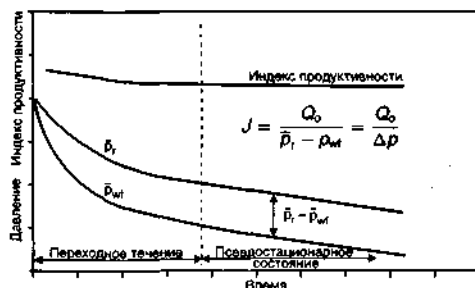


Рис. 5.9. Индекс продуктивности, измеренный в режимах течения

J — индекс (или коэффициент) продуктивности, ст. барр./сут./пси;
 k_o — эффективная проницаемость нефти, мД;
 s — скин-фактор;
 h — толщина, фут.

Выражение для относительной проницаемости нефти можно легко подставить в формулу 5.2.3:

$$J = \frac{0,00708 h k}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad [5.2.4]$$

Поскольку на протяжении большей части срока эксплуатации скважины сохраняется режим фильтрации, приближенно соответствующий псевдостационарному состоянию, определение индекса продуктивности является информативной основой прогнозирования технологических параметров скважин. Кроме того, контролируя индекс продуктивности в течение всего срока эксплуатации скважины, можно определить нарушение проницаемости скважины в результате геолого-технических операций, таких как вскрытие пласта, процесс эксплуатации, закачка различных агентов или механическое воздействие. Если измеряемое значение J неожиданно снижается, следует проверить наличие одной из перечисленных выше причин. Сравнение индексов продуктивности для различных скважин одного пласта может также выявить несвойственные проблемы или нарушения проницаемости, вызванные вскрытием пласта. Поскольку индексы продуктивности могут различаться для различных скважин из-за варьирования толщины пласта, удобно нормализовать индексы, разделив каждый из них на толщину пласта. Полученную величину называют удельным индексом продуктивности J , или:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{Q_o}{h (\bar{p}_r - p_{wf})} \quad [5.2.5]$$

Приняв, что индекс продуктивности скважины — величина постоянная, перепишем формулу 5.2.1, как:

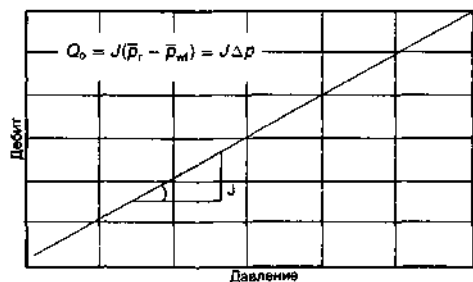
$$Q_o = J (\bar{p}_r - p_{wf}) = J \Delta p, \quad [5.2.6]$$

где:

Δp — депрессия, пси;
 J — индекс продуктивности.

Из уравнения 5.2.6 видно, что зависимость между Q_o и Δp выражается прямой линией, проходящей через начало координат и имеющей угловой коэффициент J , см. рис. 5.10.

Уравнение 5.2.1 можно также представить в следующем виде:

Рис. 5.10. Зависимость Q_o от Δp

$$p_{wf} = \bar{p}_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_o. \quad [5.2.7]$$

Отсюда видно, что график p_{wf} от Q_o представляет собой прямую с угловым коэффициентом $-1/J$, как схематично показано на рис. 5.11. Графическое представление соотношения между дебитом нефти и забойным давлением называют «кривой продуктивности скважины» и обозначают IPR.

Несколько важных особенностей прямого участка кривой продуктивности скважины можно увидеть на рис. 5.11:

- Если p_{wf} равно среднему пластовому давлению, дебит равен нулю ввиду отсутствия какого-либо перепада давления (депрессии).
- Максимальный дебит возникает, когда p_{wf} равно нулю. Эту максимальную величину называют «максимально возможным дебитом скважины» и обозначают AOF. Хотя на практике добыча из скважины при таких условиях невозможна, этот удобный показатель получил широкое распространение в нефтедобыче (например, для сравнения потенциальных дебитов различных скважин на месторождении). Максимально возможный дебит скважины (AOF) рассчитывается по следующей формуле:

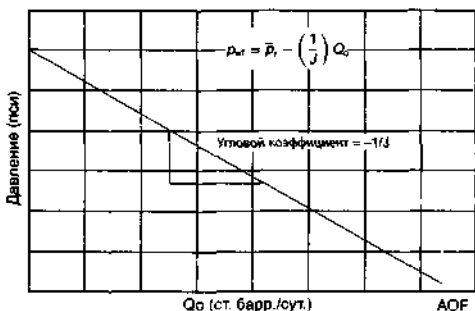


Рис. 5.11. Кривая продуктивности скважины

$$AOF = J\bar{p}_r.$$

- Угловой коэффициент прямой представляет собой величину, обратную индексу продуктивности.

Пример 5.7. На скважине проведены испытания на приток. Результаты испытаний показывают, что скважина способна обеспечивать постоянный дебит в 110 ст. барр./сут. при забойном гидродинамическом давлении 900 пси [6,3 МПа]. После закрытия скважины на 24 часа забойное давление достигло статического значения 1300 пси [9,0 МПа]. Рассчитать:

- индекс продуктивности;
- максимально возможный дебит скважины (AOF);
- дебит нефти при забойном давлении 600 пси [4,2 МПа];
- забойное давление в скважине, необходимое для поддержания дебита в 250 ст. барр./сут.

Решение.

- Рассчитаем J по формуле 5.2.1:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p} = \frac{110}{1300 - 900} = 0,275 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

- Определим максимально возможный дебит скважины (AOF) по формуле:

$$AOF = J\bar{p}_r = 0,275(1300 - 0) = 375,5 \text{ ст. барр./сут.}$$

- Решим уравнение 5.2.1 относительно дебита нефти:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = 0,275(1300 - 600) = 192,5 \text{ ст. барр.}$$

- Решим уравнение 5.2.7 относительно p_{wf} :

$$p_{wf} = \bar{p}_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_o = 1300 - \left(\frac{1}{0,275}\right) 250 = 390,9 \text{ пси.}$$

В приведенном выше примере предполагалось, что приток к скважине прямо пропорционален перепаду давления (депрессии), а коэффициентом пропорциональности является индекс продуктивности. Маскет и Эвингер (Muskat и Evinger, 1942) и Вогель (Vogel, 1968) заметили, что при падении давления ниже уровня насыщения кривая продуктивности скважины отклоняется от прямой линии, как показано на рис. 5.12.

Повторно запишем уравнение 5.2.4:

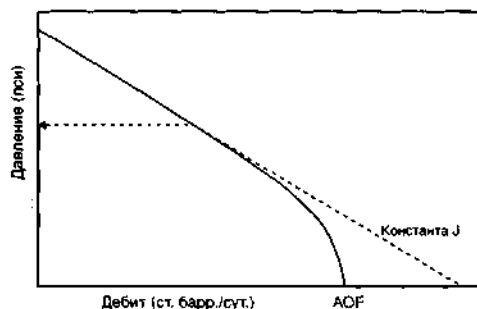


Рис. 5.12. Участок кривой IPR для давлений ниже p_b

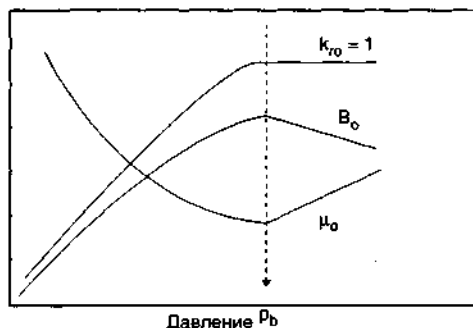


Рис. 5.13. Влияние давления на B_o , μ_o и k_{ro}

$$J = \frac{0,00708hk}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$$

Обозначив выражение перед скобками в виде константы c , перепишем уравнение в следующем виде:

$$J = c \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad [5.2.8]$$

где коэффициент c выражается формулой:

$$c = \frac{0,00708hk}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s}$$

Из уравнения 5.2.8 видно, что переменные, влияющие на индекс продуктивности, по сути, эквивалентны переменным, зависящим от давления, а именно:

- вязкость нефти μ_o ;
- объемный коэффициент нефти в пластовых условиях B_o ;
- коэффициент относительной проницаемости по нефти k_{ro} .

На рис. 5.13 схематично показаны зависимости этих переменных от давления. На рис. 5.14 показано общее влияние на выражение $k_{ro}/\mu_o B_o$ в результате изменения давления. При давлениях выше давления насыщения p_b коэффициент относительной проницаемости по нефти k_{ro} равен единице ($k_{ro} = 1$), а выражение $k_{ro}/\mu_o B_o$ является практически константой. Но при снижении давления ниже p_b из раствора выделяется газ, что обуславливает существенное снижение как k_{ro} , так и $k_{ro}/\mu_o B_o$. На рис. 5.15 количественно определено влияние снижения давления в залеже на IPR.

Существует несколько эмпирических методов прогнозирования нелинейного поведения кривой IPR для пластов с режимом растворенного газа. В большинстве из этих методов требуется провести, по крайней мере, одно испы-

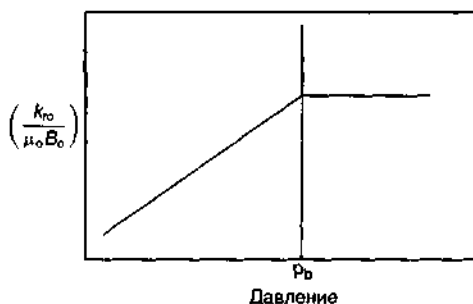


Рис. 5.14. Зависимость $k_{ro}/\mu_o B_o$ от давления

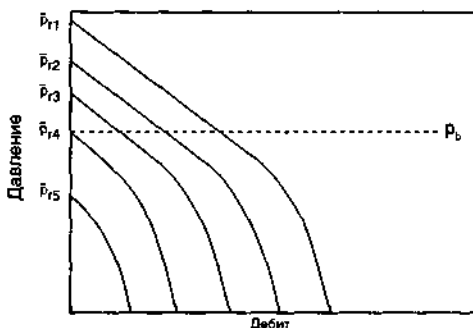


Рис. 5.15. Влияние пластового давления на IPR

тание на приток при установившемся режиме, по результатам которого определяются Q_o и p_{wf} . Все эти методы включают две следующих вычислительных операций.

- 1) Построение кривой IPR по данным испытания на приток в условиях установившегося режима при текущем среднем пластовом давлении $\bar{p}$.
- 2) Прогнозирование кривых IPR как функций от средних пластовых давлений.

Для определения текущих и прогнозных кривых продуктивности скважины разработаны следующие эмпирические методы:

- метод Вогеля (Vogel);
- метод Уиггинса (Wiggins);
- метод Стендинга (Standing);
- метод Фетковича (Fetkovich);
- метод Клинса и Кларка (Klins и Clark).

Метод Вогеля

Вогель (Vogel, 1968), используя компьютерную модель, построил кривые продуктивности скважины для нескольких гипотетических насыщенных нефтяных залежей, эксплуатируемых в широком диапазоне геолого-промысловых условий. Вогель нормализовал расчетные кривые и представил соотношения в безразмерной форме. Для нормализации кривых IPR были введены следующие безразмерные параметры:

$$\text{безразмерное давление} = \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r},$$

$$\text{безразмерный дебит} = \frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}},$$

где $(Q_o)_{\max}$ — дебит при нулевом давлении на забое скважины.

Вогель построил безразмерные кривые продуктивности скважины для различных пластовых условий и пришел к следующему соотношению между вышеупомянутыми безразмерными параметрами:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2, \quad [5.2.9]$$

где:

- Q_o — дебит при p_{wf} ;
- $(Q_o)_{\max}$ — максимальный дебит нефти при нулевом забойном давлении;
- $\bar{p}_r$ — текущее среднее пластовое давление;
- p_{wf} — забойное давление в скважине.

Обратите внимание, что p_{wf} и $\bar{p}_r$ должны быть выражены в пси.

Метод Вогеля можно расширить на условия, учитывающие добычу воды, заменив безразмерный дебит на $Q_L/(Q_L)_{\max}$, где $Q_L = Q_o + Q_w$. Такой подход показал свою применимость для скважин с обводнением продукции до 97%. Для применения этого метода требуются следующие данные:

- текущее среднее пластовое давление $\bar{p}_r$;
- давление насыщения p_s ;
- данные испытания на приток при установившемся режиме, включающие Q_o при давлении p_{wf} .

Метод Вогеля может использоваться для прогнозирования кривых IPR для двух следующих типов пластов:

- 1) насыщенные нефтяные пласты: $\bar{p}_r \leq p_s$;
- 2) ненасыщенные нефтяные пласты: $\bar{p}_r > p_s$.

Кривая продуктивности вертикальных скважин в насыщенных нефтяных пластах

Нефтяной пласт, пластовое давление в котором равно давлению насыщения, называют насыщенным. Ниже приводится процедура вычисления по методу Вогеля кривой IPR для скважины с постоянным дебитом, т. е. измеренным значением Q_o при давлении p_{wf} в насыщенном нефтяном пласте.

Шаг 1. Используя значение постоянного дебита, т. е. Q_o и p_{wf} , рассчитать $(Q_o)_{\max}$ по формуле 5.2.9, или:

$$(Q_o)_{\max} = \frac{Q_o}{1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2}.$$

Шаг 2. Построить кривую IPR, задав различные значения p_{wf} и рассчитав соответствующие значения Q_o по формуле 5.2.9:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2,$$

или:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \right].$$

Пример 5.8. Добывающая скважина расположена в насыщенном пласте со средним пластовым давлением 2500 пси [17,4 МПа]. Данные испытания на приток при установившемся режиме показывают, что постоянный дебит и забойное давление составляют 350 ст. барр./сут. и 2000 пси [13,9 МПа], соответственно. Требуется:

- а) Рассчитать дебит нефти при $p_{wf} = 1850$ пси [12,9 МПа].
- б) Рассчитать дебит нефти, приняв параметр J постоянным.
- в) Построить кривую IPR по методу Вогеля, считая индекс продуктивности постоянной величиной.

Решение.

(а)

Шаг 1. Рассчитаем $(Q_o)_{\max}$:

$$\begin{aligned} (Q_o)_{\max} &= \frac{Q_o}{1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2} = \\ &= \frac{350}{1 - 0,2 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0,8 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2} = 1067,1 \text{ ст. барр./сут.} \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем Q_o при давлении $p_{wf} = 1850$ пси [12,9 МПа] по формуле Вогеля:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \right] =$$

$$= (1067,1) \left[1 - 0,2 \left(\frac{1850}{2500} \right) - 0,8 \left(\frac{1850}{2500} \right)^2 \right] =$$

$$= 441,7 \text{ ст. барр./сут.}$$

(6)

 Шаг 1. Определим J по формуле 5.2.2:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p}$$

$$= \frac{350}{2500 - 2000} = 0,7 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

 Шаг 2. Рассчитаем Q_o :

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = 0,7(2500 - 1850) =$$

$$= 455 \text{ ст. барр./сут.}$$

 (в) Зададим несколько значений p_{wf} и рассчитаем соответствующие значения Q_o :

p_{wf}	По методу Вогеля	$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf})$
2500	0	0
2200	218,2	210
1500	631,7	700
1000	845,1	1050
500	990,3	1400
0	1067,1	1750

Кривая продуктивности вертикальных скважин в ненасыщенных нефтяных пластах

Беггс (Beggs, 1991) показал, что данные испытания на приток при установившихся режимах фильтрации, которые необходимо использовать в методе Вогеля, применительно к ненасыщенным пластам могут быть двух типов, как схематично показано на рис. 5.16.

- 1) Замеренное стабилизированное забойное давление больше или равно давлению насыщения, т. е. $p_{wf} \geq p_b$.
- 2) Замеренное стабилизированное забойное гидродинамическое давление меньше давления насыщения, т. е. $p_{wf} < p_b$.

 Случай 1. $p_{wf} \geq p_b$

Беггс (Beggs) описал следующую процедуру построения кривой IPR для случая, когда стабилизированное забойное давление больше или равно давлению насыщения (рис. 5.16).

Шаг 1. Используя точку данных испытаний на приток на установившемся режиме (Q_o и

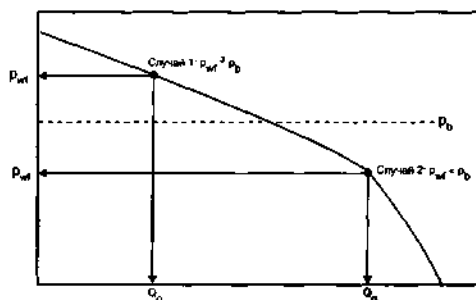


Рис. 5.16. Данные испытания на приток в стабилизированных условиях

p_{wf}), рассчитаем индекс продуктивности J :

$$J = \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}}$$

Шаг 2. Рассчитаем дебит нефти при давлении насыщения:

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_{wf}), \quad [5.2.10]$$

где Q_{ob} — дебит нефти при p_b .

Шаг 3. Найдем точки кривой IPR на участке ниже давления насыщения, задав различные значения $p_{wf} < p_b$ и рассчитав соответствующие значения дебита нефти по следующему соотношению:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J p_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]. \quad [5.2.11]$$

Максимальный дебит нефти ($(Q_o)_{\max}$ или AOF) достигается при нулевом значении забойного давления, т. е. при $p_{wf} = 0$, и его можно определить из приведенного выше выражения:

$$(Q_o)_{\max} = Q_{ob} + \frac{J p_b}{1,8}.$$

Следует отметить, что при $p_{wf} \geq p_b$ кривая IPR представляет собой прямую линию и описывается формулой:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}).$$

Пример 5.9. Добывающая нефтяная скважина дренирует залежь, давление насыщения в которой равно 2130 пси [14,7 МПа]. Текущее среднее пластовое давление составляет 3000 пси [20,7 МПа]. Имеющиеся данные испытания на приток говорят о том, что дебит скважины составляет 250 ст. барр./сут. при установившемся забойном давлении $p_{wf} = 2500$ пси

[17,4 МПа]. Требуется построить кривую продуктивности скважины.

Решение.

В условиях задачи сказано, что испытания на приток проводились при давлении выше давления насыщения $p_{wf} \geq p_b$ и, следовательно, необходимо использовать описанную выше процедуру для ненасыщенных пластов «Случай 1»:

Шаг 1. Рассчитаем величину J по данным испытания на приток:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{250}{3000 - 2500} = 0,5 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 2. Рассчитаем дебит нефти при давлении насыщения по формуле 5.2.10:

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b) = (0,5)(3000 - 2130) = 435 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 3. Построим кривую IPR, считая, что для всех давлений выше p_b величина J постоянна, и используя для всех давлений ниже p_b формулу 5.2.11:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J p_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] = 435 + \frac{(0,5)(2130)}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{2130} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{2130} \right)^2 \right]$$

p_{wf}	Q_o
$p_i = 3000$	0
2800	100
2600	200
$p_b = 2130$	435
1500	709
1000	867
500	973
0	1027

Случай 2. $p_{wf} < p_b$

Если значения p_{wf} , полученные в ходе исследований на приток при установившемся режиме, ниже давления насыщения, как показано на рис. 5.16, предлагается следующая процедура построения кривой IPR.

Шаг 1. Используя данные испытаний на приток при установившемся режиме и объединив уравнения 5.2.10 и 5.2.11, выразим индекс продуктивности J следующим образом:

$$J = \frac{Q_o}{(\bar{p}_r - p_b) + \frac{p_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]} \quad [5.2.12]$$

Шаг 2. Рассчитаем Q_{ob} по формуле 5.2.10:

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b).$$

Шаг 3. Построим кривую IPR для $p_{wf} \geq p_b$, задав несколько значений выше давления насыщения и рассчитав соответствующие значения Q_o по формуле:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}).$$

Шаг 4. Используя уравнение 5.2.11, рассчитаем Q_o при различных значениях p_{wf} ниже p_b , или:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J p_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right].$$

Пример 5.10. Скважина, данные по которой приведены в примере 5.8, повторно исследована, в ходе исследований получены следующие результаты:

$$p_{wf} = 1700 \text{ пси; } Q_o = 630,7 \text{ ст. барр./сут.}$$

Требуется построить кривую IPR по данным нового испытания.

Решение.

Обратите внимание, что установившееся давление p_{wf} меньше p_b .

Шаг 1. Решим уравнение 5.2.12 относительно J :

$$J = \frac{Q_o}{(\bar{p}_r - p_b) + \frac{p_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]} = \frac{630,7}{(3000 - 2130) + \frac{2130}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{1700}{2130} \right) - 0,8 \left(\frac{1700}{2130} \right)^2 \right]}$$

$$= 0,5 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 2. Определим Q_{ob} :

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b) = (0,5)(3000 - 2130) = 435 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 3. Рассчитаем точки кривой IPR по формуле 5.2.6 для $p_{wf} > p_b$ и по формуле 5.2.11 для $p_{wf} < p_b$:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = J \Delta p =$$

$$Q_o = Q_{o0} + \frac{J p_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right].$$

p_{wf}	Формула	Q_o
3000	5.2.6	0
2800	5.2.6	100
2600	5.2.6	200
2130	5.2.6	435
1500	5.2.11	709
1000	5.2.11	867
500	5.2.11	973
0	5.2.11	1027

Достаточно часто требуется определить кривую продуктивности скважины по мере падения пластового давления. Для расчета технологических показателей разработки требуется вывести соотношение, способное прогнозировать максимальные дебиты нефти.

Существует несколько методов для оценки возможных изменений кривой IPR по мере снижения пластового давления. В некоторых таких методах требуется применение уравнения материального баланса для получения зависимости нефтенасыщенности от пластового давления. Если такие данные отсутствуют, существует два простых метода приближений, которые могут использоваться в сочетании с методом Вогеля для прогнозирования кривых IPR.

Первый метод приближений

Этот метод позволяет в первом приближении получить значение максимального дебита нефти $(Q_o)_{\max}$ при конкретном среднем пластовом давлении $(\bar{p}_r)$. Прогнозный максимальный дебит нефти $(Q_o)_{\max}$ может подставляться в уравнение Вогеля для расчета кривых продуктивности скважины при давлении $(\bar{p}_r)$. Ниже приведен порядок расчета по этому методу.

Шаг 1. Рассчитать $(Q_o)_{\max}$ при давлении $(\bar{p}_r)$ по формуле:

$$(Q_o)_{\max} = (Q_o)_{\max} \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right] \left[0,2 + 0,8 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right], \quad [5.2.13]$$

где индексы f и p указывают на прогнозные и текущие условия, соответственно.

Шаг 2. Используя новое расчетное значение $(Q_o)_{\max}$ и $(\bar{p}_r)_f$, вычислить точки кривой IPR по формуле 5.2.9.

Второй метод приближений

Простой метод оценки значений $(Q_o)_{\max}$ при $(\bar{p}_r)_f$ предложен Фетковичем (Fetkovich, 1973).

Соотношение записывается в следующей математической форме:

$$(Q_o)_{\max} = (Q_o)_{\max} \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right]^{3,0},$$

где индексы f и p указывают на прогнозные и текущие условия, соответственно. Приведенное выше соотношение предназначено лишь для приближенной оценки значения $(Q_o)_{\max}$.

Пример 5.11. Используя исходные данные примера 5.8, составить прогноз изменения кривой IPR при падении среднего пластового давления от 2500 пси [17,3 МПа] до 2200 пси [15,2 МПа].

Решение.

Пример 5.8 содержит следующие данные:

текущее среднее пластовое давление $(\bar{p}_r)_p = 2500$ пси, изб. [17,3 МПа];

текущий максимальный дебит $(Q_o)_{\max} = 1067,1$ ст. барр./сут.

Шаг 1. Решим уравнение 5.2.13 относительно $(Q_o)_{\max}$:

$$(Q_o)_{\max} = (Q_o)_{\max} \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right] \left[0,2 + 0,8 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right] = 1067,1 \left(\frac{2200}{2500} \right) \left[0,2 + 0,8 \left(\frac{2200}{2500} \right)^2 \right] = 849 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 2. По формуле 5.2.9 построим кривую продуктивности скважины:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \right] = 849 \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{2200} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{2200} \right)^2 \right].$$

p_{wf}	Q_o
2200	0
1800	255
1500	418
500	776
0	849

Следует отметить, что основным недостатком метода Вогеля является его чувствительная зависимость от точки, полученной в процессе испытаний на приток при установившемся режиме, которая используется для построения кривой продуктивности скважины.

Для добывающей скважины, вскрывшей многопластовую залежь, можно выделить до-

бычу из отдельного слоя, применив следующие соотношения:

$$(Q_o)_i = Q_{от} \frac{1 - (\bar{S}_{i,от}) \frac{(k_o)_i (h)_i}{(\mu_o)_{Li}}}{\sum_{i=1}^{n \text{ layers}} 1 - (\bar{S}_{i,от}) \frac{(k_o)_i (h)_i}{(\mu_o)_i}}$$

$$(Q_w)_i = Q_{от} \frac{(\bar{S}_{i,от}) \frac{(k_w)_i (h)_i}{(\mu_w)_i}}{\sum_{i=1}^{n \text{ layers}} (\bar{S}_{i,от}) \frac{(k_w)_i (h)_i}{(\mu_w)_i}}$$

с:

$$\bar{S}_i = \frac{(S_w)_i}{\sum_{i=1}^{n \text{ layers}} (S_w)_i},$$

где:

$(Q_o)_i$ — дебит нефти слоя i ;

$(Q_w)_i$ — дебит воды слоя i ;

$f_{от}$ — общая обводненность продукции скважины;

$(k_p)_i$ — эффективная проницаемость по нефти слоя i ;

$(k_w)_i$ — эффективная проницаемость по воде слоя i ;

$n \text{ layers}$ — число слоев.

Метод Уиггинса

Уиггинс (Wiggins, 1993) в своей компьютерной модели для разработки соотношений, прогнозирующих продуктивность скважин, в качестве исходных данных использовал четыре набора данных, содержащих значения относительных проницаемостей и свойства флюида. Зависимости получены при допущении, что изначально пластовое давление равно давлению насыщения. Уиггинс (Wiggins) предложил обобщенную формулу для прогнозирования IPR в условиях трехфазного потока. Предложенные им выражения аналогичны формулам Вогеля и записываются в виде:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right]; \quad [5.2.14]$$

$$Q_w = (Q_w)_{\max} \left[1 - 0,72 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,28 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right], \quad [5.2.15]$$

где:

Q_w — дебит воды, ст. барр./сут.;

$(Q_o)_{\max}$ — максимальный дебит нефти при $P_{wf} = 0$, ст. барр./сут.

Как и в методе Вогеля, для определения $(Q_o)_{\max}$ и $(Q_w)_{\max}$ необходимо получить данные испытаний на приток при установившихся режимах. Уиггинс (Wiggins) расширил применение вышеприведенного соотношения на прогнозирование продуктивности, предложив формулы для оценки максимальных дебитов. Он представил максимальные дебиты как функцию:

- текущего среднего пластового давления $(\bar{P}_r)_p$;
- прогнозного среднего давления $(\bar{P}_r)_i$;
- текущего максимального дебита нефти $(Q_{o\max})_p$;
- текущего максимального дебита воды $(Q_{w\max})_p$.

Уиггинс предложил следующие соотношения:

$$(Q_o)_{\max}_i = (Q_o)_{\max}_p \left[0,15 \frac{(\bar{P}_r)_i}{(\bar{P}_r)_p} + 0,84 \left(\frac{(\bar{P}_r)_i}{(\bar{P}_r)_p} \right)^2 \right]; \quad [5.2.16]$$

$$(Q_w)_{\max}_i = (Q_w)_{\max}_p \left[0,59 \frac{(\bar{P}_r)_i}{(\bar{P}_r)_p} + 0,36 \left(\frac{(\bar{P}_r)_i}{(\bar{P}_r)_p} \right)^2 \right]. \quad [5.2.17]$$

Пример 5.12. Исходные данные для примеров 5.8 и 5.11 повторно приведены здесь в целях удобства:

$\bar{P}_r = 2500$ пси;

$Q_o = 350$ ст. барр./сут.;

$P_{wf} = 2000$ пси.

Требуется получить текущие данные и прогнозную кривую IPR методом Уиггинса в ходе снижения пластового давления с 2500 до 2000 пси [с 17,3 до 13,9 МПа].

Решение.

Шаг 1. Используя данные испытаний на приток при установившемся режиме, рассчитаем текущий максимальный дебит нефти по формуле 5.2.14:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right],$$

Решив относительно текущего $(Q_o)_{\max}$, получим:

$$\begin{aligned} (Q_o)_{\max}_p &= \frac{Q_o}{1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2} = \\ &= \frac{350}{1 - 0,52 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0,48 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2} = \\ &= 1264 \text{ ст. барр./сут.} \end{aligned}$$

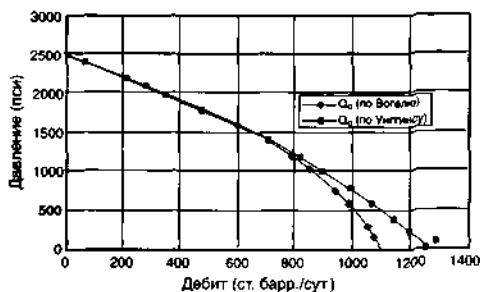


Рис. 5.17. Кривые продуктивности скважины

Шаг 2. Получим текущие данные кривой IPR методом Уиггинса и сравним их с результатами, полученными методом Вогеля. Результаты этих двух методов графически показаны на рис. 5.17.

p_{wf}	По методу Уиггинса	По методу Вогеля
2500	0	0
2200	216	218
1500	651	632
1000	904	845
500	1108	990
0	1264	1067

Шаг 3. Рассчитаем будущий максимальный дебит нефти по формуле 5.2.16:

$$\begin{aligned} (Q_o)_{f, \max} &= (Q_o)_{p, \max} \left[0,15 \frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} + 0,84 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right] = \\ &= (1264) \left[0,15 \frac{2200}{2500} + 0,84 \left(\frac{2200}{2500} \right)^2 \right] = \\ &= 989 \text{ ст. барр./сут.} \end{aligned}$$

Шаг 4. По формуле 5.2.14 построим кривую продуктивности скважины:

$$\begin{aligned} Q_o &= (Q_o)_{\max} \left[1 - 0,52 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,48 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \right] = \\ &= (989) \left[1 - 0,52 (p_{wf} / 2200) - 0,48 (p_{wf} / 2200)^2 \right]. \end{aligned}$$

p_{wf}	Q_o
2200	0
1800	250
1500	418
500	848
0	989

Метод Стендинга

Стендинг (Standing, 1970), по сути, расширил область применения метода Вогеля для прогнозирования будущей зависимости продуктивности скважины от пластового давления. Он показал, что уравнение Вогеля (5.2.9) можно переписать в следующем виде:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) \left(1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right). \quad [5.2.18]$$

Стендинг подставил индекс продуктивности J из формулы 5.1.1 в выражение 5.2.18, получив:

$$J = \frac{(Q_o)_{\max}}{\bar{p}_r} \left(1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right). \quad [5.2.19]$$

Затем Стендинг вывел выражение для индекса продуктивности при «нулевом значении» p_{wf} :

$$J_p^* = 1,8 \frac{(Q_o)_{\max}}{\bar{p}_r}, \quad [5.2.20]$$

где J_p^* — текущий индекс продуктивности при «нулевом значении» забойного давления. J_p^* связан с индексом продуктивности J следующим соотношением:

$$\frac{J}{J_p^*} = \frac{1}{1,8} \left(1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right). \quad [5.2.21]$$

Измерив значение J , можно рассчитать J_p^* по формуле 5.2.21. То есть:

$$J_p^* = \frac{1,8J}{1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}}.$$

Чтобы получить конечное выражение для прогнозирования требуемого выражения для IPR, Стендинг объединил формулы 5.2.20 и 5.2.18, чтобы исключить $(Q_o)_{\max}$, тогда:

$$Q_o = \left[\frac{J_p^* (\bar{p}_r)_f}{1,8} \right] \left\{ 1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} - 0,8 \left[\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right]^2 \right\}, \quad [5.2.22]$$

где индекс f относится к будущим условиям.

Стендинг предположил, что J_p^* можно оценить из следующего выражения, используя текущее значение J_p^* :

$$J_p^* = J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) / \left(\frac{k_{ro}}{\mu_r E_o} \right), \quad [5.2.23]$$

где индекс p относится к текущим условиям.

Если данные по относительной проницаемости отсутствуют, J'_i можно приближенно оценить по формуле:

$$J'_i = J'_p \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right]^2. \quad [5.2.24]$$

Метод Стендинга для прогнозирования кривых IPR можно представить в виде следующих шагов:

Шаг 1. Используя текущие временные условия и имеющиеся данные испытания на приток в стабилизированных условиях, рассчитаем $(Q_o)_{\max}$ по формуле 5.2.18:

$$(Q_o)_{\max} = \frac{Q_o}{\left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right) \left[1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right]}.$$

Шаг 2. Рассчитаем J^* при текущих условиях, т. е. J^*_p , по формуле 5.2.20. Обратите внимание, что для оценки J^*_p можно использовать и другие комбинации выражений 5.2.18—5.2.21:

$$J^*_p = 1,8 \frac{(Q_o)_{\max}}{\bar{p}_r},$$

или из:

$$J^*_p = \frac{1,8J}{1 + 0,8(p_{wf}/\bar{p}_r)}.$$

Шаг 3. Используя свойства флюида, насыщение и относительную проницаемость, рассчитаем оба выражения, $(k_{ro}/\mu_o B_o)_p$ и $(k_{ro}/\mu_o B_o)_f$.

Шаг 4. Рассчитаем J^*_f по формуле 5.2.23. Если коэффициент относительной проницаемости нефти отсутствует, используйте формулу 5.2.24:

$$J^*_f = J^*_p \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f \left/ \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p \right.,$$

или:

$$J^*_f = J^*_p \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right]^2.$$

Шаг 5. По формуле 5.2.22 построим будущую кривую продуктивности скважины:

$$Q_o = \left[\frac{J^*_f (\bar{p}_r)_f}{1,8} \right] \left\{ 1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} - 0,8 \left[\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right]^2 \right\}.$$

Пример 5.13. Скважина эксплуатируется в нефтяном пласте при режиме растворенного газа при давлении насыщения в 4000 пси [27,8 МПа]. Скважина эксплуатируется при стаби-

лизированном дебите 600 ст. барр./сут. и p_{wf} 3200 пси [22,2 МПа]. Вычисления с помощью уравнения материального баланса позволили получить следующие текущие и прогнозируемые значения нефтенасыщенности и PVT-свойств.

	Текущие	Будущие
$\bar{p}_r$	4000	3000
μ_o (сП)	2,40	2,20
B_o (пл. барр./ст. барр.)	1,20	1,15
k_{ro}	1,00	0,66

Требуется рассчитать будущую кривую продуктивности скважины для давления 3000 пси [20,7 МПа], используя метод Стендинга.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем текущее значение $(Q_o)_{\max}$ по формуле 5.2.18:

$$\begin{aligned} (Q_o)_{\max} &= \frac{Q_o}{\left(1 - p_{wf}/\bar{p}_r\right) \left(1 + 0,8(p_{wf}/\bar{p}_r)\right)} = \\ &= \frac{600}{\left(1 - \frac{3200}{4000}\right) \left[1 + 0,8\left(\frac{3200}{4000}\right)\right]} = \\ &= 1829 \text{ ст. барр./сут.} \end{aligned}$$

Шаг 2. Рассчитаем J^*_p по формуле 5.2.21:

$$\begin{aligned} J^*_p &= 1,8 \frac{(Q_o)_{\max}}{\bar{p}_r} = 1,8 \frac{1829}{4000} = \\ &= 0,823 \text{ ст. барр./сут./пси.} \end{aligned}$$

Шаг 3. Рассчитаем следующую функцию давления:

$$\begin{aligned} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p &= \frac{1}{(2,4)(1,20)} = 0,3472; \\ \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f &= \frac{0,66}{(2,2)(1,15)} = 0,2609. \end{aligned}$$

Шаг 4. Рассчитаем J^*_f по формуле 5.2.23:

$$\begin{aligned} J^*_f &= J^*_p \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f \left/ \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p \right. = \\ &= 0,823 \left(\frac{0,2609}{0,3472} \right) = 0,618. \end{aligned}$$

Шаг 5. По формуле 5.2.22 построим кривую продуктивности скважины:

$$Q_o = \left[\frac{J^*_f (\bar{p}_r)_f}{1,8} \right] \left\{ 1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} - 0,8 \left[\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right]^2 \right\} =$$

$$= \left[\frac{(0,618)(3000)}{1,8} \right] \left\{ 1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{3000} - 0,8 \left[\frac{p_{wf}}{3000} \right]^2 \right\}.$$

p_{wf}	Q_o (ст. барр./сут.)
3000	0
2000	527
1500	721
1000	870
500	973
0	1030

Следует отметить, что одним из основных недостатков метода Стендинга является то, что для него требуются не только данные об относительной проницаемости, но и вычисления по уравнению материального баланса для прогнозирования нефтенасыщенности при прогнозных средних пластовых давлениях.

Метод Фетковича

Маскет и Эвингер (Muskat и Evinger, 1942) попытались описать наблюдаемое (на кривой IPR) нелинейное поведение дебита скважин, рассчитав теоретический индекс продуктивности по уравнению псевдостационарного течения. Они представили уравнение Дарси в следующем виде:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{[\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \int_{p_{wf}}^{p_b} f(p) dp, \quad [5.2.25]$$

где функция давления $f(p)$ определяется, как:

$$f(p) = \frac{k_m}{\mu_o B_o}, \quad [5.2.26]$$

где:

- k_m — относительная проницаемость по нефти;
- k — абсолютная проницаемость, мД;
- B_o — объемный коэффициент нефти в пластовых условиях;
- μ_o — вязкость нефти, сП.

Феткович (Fetkovich, 1973) предположил, что функция давления $f(p)$ может находиться в одной из двух следующих областей:

Область 1. *Ненасыщенная область*: функция давления $f(p)$ может относиться к этой области, если $p > p_b$. Относительная проницаемость в этой области равна единице (т. е. $k_m = 1$), поэтому:

$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_p. \quad [5.2.27]$$

Феткович обратил внимание, что функция давления $f(p)$ изменяется незначительно и ее можно считать постоянной, как показано на рис. 5.18.

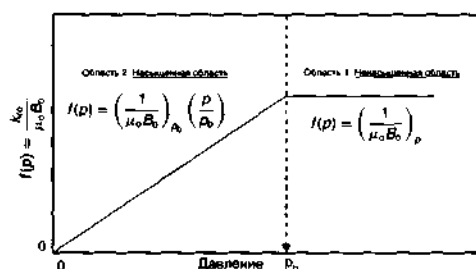


Рис. 5.18. Понятие функции давления

Область 2. *Насыщенная область*: Феткович показал, что для насыщенной области, где $p < p_b$, $k_m/\mu_o B_o$ линейно изменяется от давления, а прямая проходит через начало координат. Этот линейный график схематически показан на рис. 5.18 и может быть выражен математической формулой:

$$f(p) = 0 + (\text{slope})p,$$

или:

$$f(p) = 0 + \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{p_b} p.$$

Упростив, получим:

$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{p_b} \left(\frac{p}{p_b} \right), \quad [5.2.28]$$

где μ_o и B_o рассчитаны для давления насыщения. Говоря о применении прямолинейной функции давления, необходимо рассмотреть три случая:

- 1) $\bar{p}_r$ и $p_{wf} > p_b$;
- 2) $\bar{p}_r$ и $p_{wf} < p_b$;
- 3) $\bar{p}_r > p_b$ и $p_{wf} < p_b$.

Эти три случая рассмотрены ниже.

Случай 1. $\bar{p}_r$ и p_{wf} больше, чем p_b .

В этом случае скважина осуществляет добычу из ненасыщенного нефтяного пласта, где p_{wf} и $\bar{p}_r$ больше давления насыщения. Тогда функция давления $f(p)$ описывается формулой 5.2.27. Подставив выражение 5.2.27 в формулу 5.2.25, получим:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{1}{\mu_o B_o} dp.$$

Поскольку $\frac{1}{\mu_o B_o}$ величина постоянная, то:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} (\bar{p}_r - p_{wf}), \quad [5.2.29]$$

применим определение индекса продуктивности:

$$Q_o = J (\bar{p}_r - p_{wf}). \quad [5.2.30]$$

Индекс продуктивности определяется в терминах параметров пласта:

$$J = \frac{0,00708kh}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]}. \quad [5.2.31]$$

где B_o и μ_o рассчитываются при давлении $(\bar{p}_r + p_{wf})/2$.

Пример 5.14. Скважина осуществляет добычу из ненасыщенного нефтяного пласта со средним пластовым давлением 3000 пси [20,7 МПа]. Зарегистрированное давление насыщения равно 1500 пси [10,4 МПа] при температуре 150 °F [66 °C].

$Q_o = 280$ ст. барр./сут.; $p_{wf} = 2200$ пси;

$h = 20$ фут; $r_w = 0,3$ фут;

$r_e = 660$ фут; $s = 0,5$;

$k = 65$ мД; $(\mu_o)_{p=2600 \text{ пси}} = 2,4$ сП;

$(B_o)_{p=2600 \text{ пси}} = 1,4$ пл. барр./ст. барр.

Требуется рассчитать индекс продуктивности на основе свойств пласта (т. е. по формуле 5.2.31) и данных испытания на приток (т. е. по формуле 5.2.1).

Решение.

Из уравнения 5.2.30:

$$\begin{aligned} J &= \frac{0,00708kh}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} = \\ &= \frac{(0,00708)(65)(20)}{(2,4)(1,4) \left[\ln\left(\frac{660}{0,3}\right) - 0,75 - 0,5 \right]} = \\ &= 0,42 \text{ ст. барр./сут./пси.} \end{aligned}$$

По фактическим показателям разработки скважины:

$$\begin{aligned} J &= \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{280}{3000 - 2200} = \\ &= 0,35 \text{ ст. барр./сут./пси.} \end{aligned}$$

Результаты, полученные двумя методами, демонстрируют приемлемое совпадение. Однако следует отметить, что в значениях параметров, которые используются для определения индекса продуктивности по формуле 5.2.31, имеется несколько неопределенностей. Например, изменение скин-фактора k или площади

области дренирования может привести к изменению расчетного значения J .

Случай 2. $\bar{p}_r$ и $p_{wf} < p_b$

Если и $\bar{p}_r$, и забойное гидродинамическое давление p_{wf} меньше давления насыщения p_b , функция $f(p)$ представляет собой линейное соотношение, выраженное уравнением 5.2.28. Объединив формулы 5.2.28 и 5.2.25, получим:

$$Q_o = \left[\frac{0,00708kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \right] \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \frac{1}{(\mu_o B_o)_p} \left(\frac{p}{p_b} \right) dp.$$

Поскольку выражение $[(1/\mu_o B_o)_p (1/p_b)]$ — величина постоянная, то:

$$Q_o = \left[\frac{0,00708kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \right] \frac{1}{(\mu_o B_o)_p} \left(\frac{1}{p_b} \right) \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} p dp.$$

Интегрируем:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{(\mu_o B_o)_p \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right]} \left(\frac{1}{2p_b} \right) (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2). \quad [5.2.32]$$

Подставив формулу 5.2.31 для индекса продуктивности в приведенное выше выражение, получим:

$$Q_o = J \left(\frac{1}{2p_b} \right) (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2). \quad [5.2.33]$$

Выражение $(J/2p_b)$ обычно называют коэффициентом производительности C , или:

$$Q_o = C (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2). \quad [5.2.34]$$

Для учета течений флюидов, не подчиняющихся закону Дарси (турбулентных течений), в нефтяные скважины Феткович ввел в уравнение 5.2.34 показатель степени n :

$$Q_o = C (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n. \quad [5.2.35]$$

Значение n варьируется от 1,0 для полностью ламинарного течения до 0,5 для течения с сильной турбулентностью.

В уравнении 5.2.35 имеются два неизвестных: коэффициент производительности C и показатель степени n . Для оценки этих двух параметров при условии, что $\bar{p}_r$ известно, требуется провести, как минимум, два испытания.

Прологарифмировав обе части выражения 5.2.35 и решив полученное уравнение относительно $\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$, получим:

$$\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log(Q_o) - \frac{1}{n} \log(C).$$

Двойной логарифмический график $\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2$ от Q_o представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом $1/n$ и точкой пересечения с осью ординат C при $\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 \approx 1$. Значение C также можно рассчитать, используя любую точку на линейном графике, предварительно определив значение n :

$$C = \frac{Q_o}{\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2}.$$

Определив значения C и n по данным испытаний, можно использовать уравнение 5.2.35 для полного построения кривой IPR.

Чтобы построить будущую кривую IPR, соответствующую снижению среднего пластового давления до $(\bar{p}_r)_f$, Феткович предположил, что коэффициент производительности C линейно зависит от среднего пластового давления и, следовательно, значение C можно представить, как:

$$(C)_f = (C)_p \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right), \quad [5.2.36]$$

где индексы f и p указывают на прогнозные и текущие условия, соответственно.

Также Феткович предположил, что показатель степени n не меняется при снижении пластового давления. Беггс (Beggs, 1991) представил превосходный всесторонний анализ различных методик, используемых при построении кривых IPR для нефтяных и газовых скважин.

Для иллюстрации метода Фетковича по построению текущих и прогнозных кривых IPR Беггс (Beggs, 1991) привел следующий пример.

Пример 5.15. На скважине, эксплуатируемой в насыщенном пласте, среднее давление в котором составляет 3600 пси [24,9 МПа], проведено четырехточечное испытание на приток при установившихся режимах фильтрации.

Q_o (ст. барр./сут.)	p_{wf} (пси)
263	3170
383	2890
497	2440
640	2150

- Построить полную кривую IPR, используя метод Фетковича.
- Построить кривую IPR, соответствующую снижению пластового давления до 2000 пси [13,9 МПа].

Решение.

(а)

Шаг 1. Составим следующую таблицу.

Q_o (ст. барр./сут.)	p_{wf} (пси)	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) 10^{-6}$ (пси ²)
263	3170	2,911
383	2890	4,567
497	2440	7,006
640	2150	8,338

Шаг 2. Построим двойной логарифмический график $\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2$ от Q_o , как показано на рис. 5.19, и определим показатель степени n , или:

$$n = \frac{\log(750) - \log(105)}{\log(10^7) - \log(10^6)} = 0,854.$$

Шаг 3. Определим коэффициент производительности C , выбрав на прямой линии любую точку, например $745,10 \times 10^6$, и решив уравнение 5.2.35 относительно C :

$$Q_o = C(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n;$$

$$745 = C(10 \times 10^7)^{0,854};$$

$$C = 0,00079.$$

Шаг 4. Построим кривую IPR, выбирая в качестве p_{wf} различные значения и рассчитывая соответствующие значения дебита по формуле 5.2.35:

$$Q_o = 0,00079(3600^2 - p_{wf}^2)^{0,854}.$$

p_{wf}	Q_o (ст. барр./сут.)
3600	0
3000	340
2500	503
2000	684
1500	796
1000	875
500	922
0	937

Кривая IPR показана на рис. 5.20. Обратите внимание, что AOF , т. е. $(Q_o)_{\max}$, равен 937 ст. барр./сут.

(б)

Шаг 1. Рассчитаем значение C по формуле 5.2.36:

$$(C)_f = (C)_p \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) = (0,00079) \left(\frac{2000}{3600} \right) = 0,000439.$$

Шаг 2. Построим новую кривую IPR для давления 2000 пси [13,9 МПа], используя вновь рассчитанное значение C , по формуле притока:

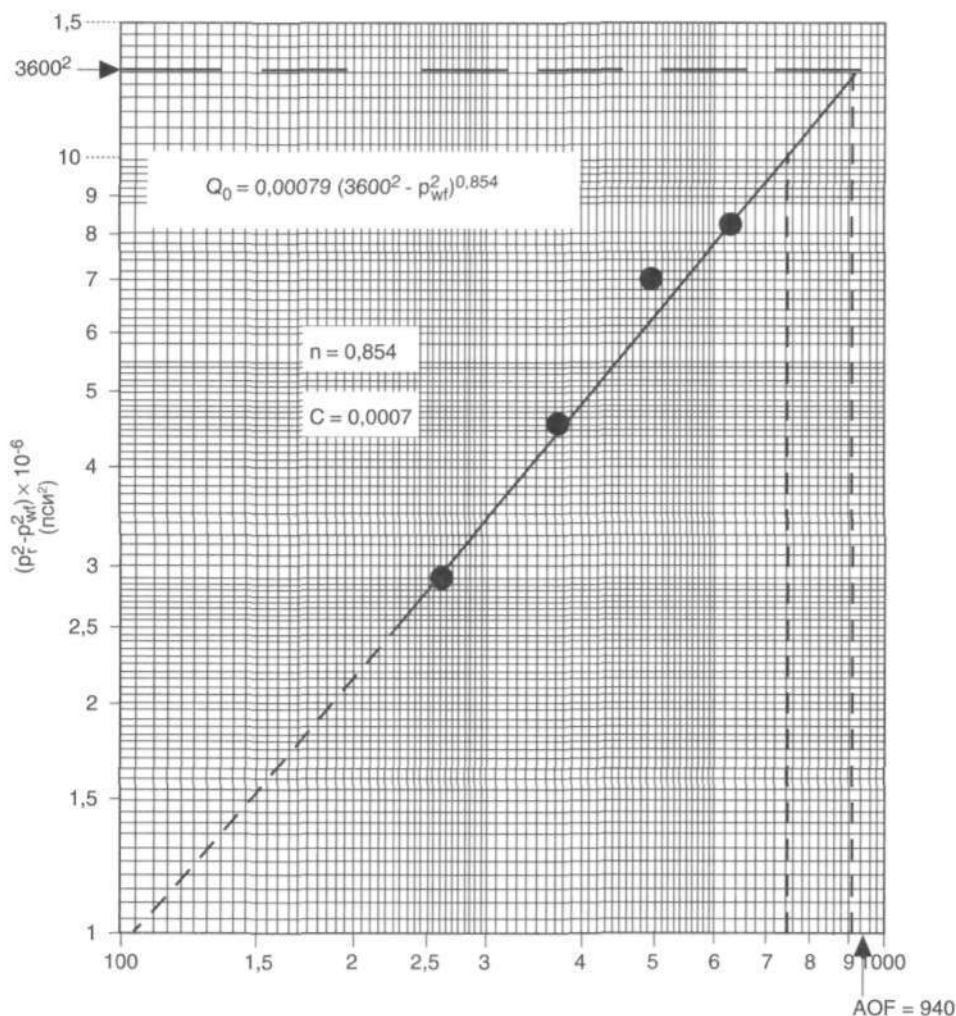


Рис. 5.19. Данные последовательных исследований скважин для примера 5.15 (по: Beggs, D., Production Optimization Using Nodal Analysis (Оптимизация добычи методом узлового анализа), разрешение на публикацию получено от OGCI, © OGCI, 1991)

$$Q_o = 0,000439 (2000^2 - p_{wf}^2)^{0,854}.$$

p_{wf}	Q_o (ст. барр./сут.)
2000	0
1500	94
1000	150
500	181
0	191

Обе, текущая и расчетная, кривые IPR показаны на рис. 5.21.

Клинс и Кларк (Klins и Clark, 1993) вывели эмпирические соотношения, учитывающие изменения введенных Фетковичем коэффициента производительности C и показателя степени n по мере снижения пластового давления. Авторы отметили, что показатель степени n существенно изменяется с изменением пластового давления. Клинс и Кларк (Klins и Clark) пришли к выводу, что прогнозные расчетные значения $(n)_i$ и C при давлении $(\bar{p}_r)_i$ связаны со значениями n и C при давлении насыщения. Обозначив коэффициент производительности

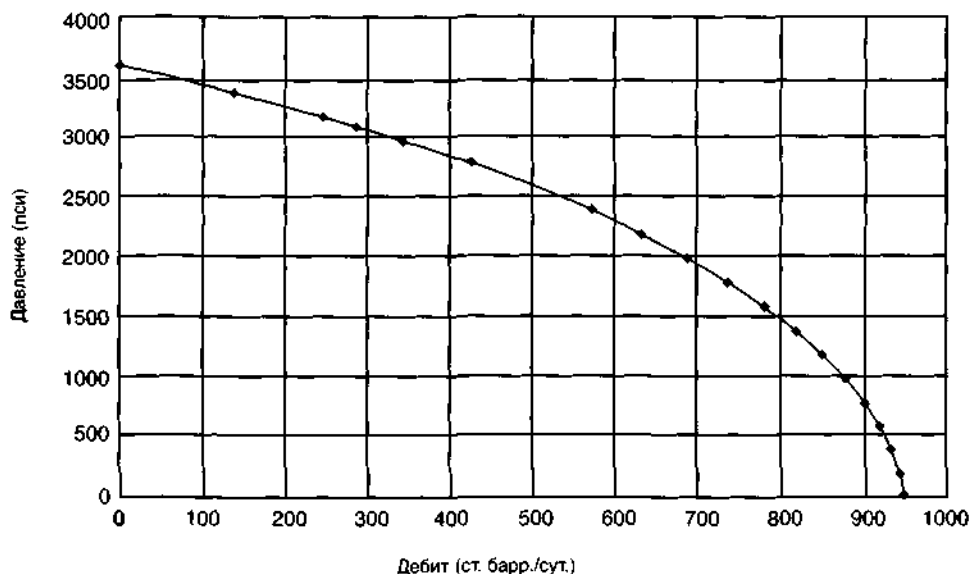


Рис. 5.20. Кривая IPR, построенная по методу Фетковича

и показатель степени при давлении насыщения p_b через C_b и n_b . Клинс и Кларк ввели следующие безразмерные параметры:

- безразмерный коэффициент производительности $= C/C_b$;
- безразмерный показатель степени дебита $= n/n_b$;
- безразмерное среднее пластовое давление $= \bar{p}_r/\bar{p}_b$.

Авторы связали C/C_b и n/n_b с безразмерным давлением следующими двумя выражениями:

$$\frac{n}{n_b} = 1 + 0,0577 \left(1 - \frac{\bar{p}_r}{\bar{p}_b} \right) - 0,2459 \left(1 - \frac{\bar{p}_r}{\bar{p}_b} \right)^2 + 0,503 \left(1 - \frac{\bar{p}_r}{\bar{p}_b} \right)^3, \quad [5.2.37]$$

$$\frac{C}{C_b} = 1 + 3,5718 \left(1 - \frac{\bar{p}_r}{\bar{p}_b} \right) + 4,7981 \left(1 - \frac{\bar{p}_r}{\bar{p}_b} \right)^2 - 2,3066 \left(1 - \frac{\bar{p}_r}{\bar{p}_b} \right)^3, \quad [5.2.38]$$

где:

- C_b — коэффициент производительности при давлении насыщения;
- n_b — показатель степени дебита при давлении насыщения.

Процедура применения вышеприведенных соотношений для определения изменений коэффициентов C и n с изменением среднего пластового давления подробно рассматривается ниже.

Шаг 1. Подставив имеющиеся данные испытания на приток в уравнение Фетковича, т. е. уравнение 5.2.35, рассчитать текущие значения n и C при текущем среднем давлении $\bar{p}_r$.

Шаг 2. Используя текущие значения $\bar{p}_r$, рассчитать безразмерные выражения n/n_b и C/C_b по формулам 5.2.37 и 5.2.38, соответственно.

Шаг 3. Решить следующие выражения относительно констант n_b и C_b :

$$n_b = \frac{n}{(n/n_b)}, \quad [5.2.39]$$

и:

$$C_b = \frac{C}{(C/C_b)}. \quad [5.2.40]$$

Следует отметить, что если текущее пластовое давление равно давлению насыщения, значения n и C , рассчитанные в шаге 1, равны n_b и C_b .

Шаг 4. Задать среднее пластовое давление ($\bar{p}_r$), и найти соответствующие безразмерные параметры n/n_b и C/C_b по формулам 5.2.37 и 5.2.38, соответственно.

Шаг 5. Найти прогнозные значения n_i и C_i по формулам:

$$n_i = n_b (n_i/n_b);$$

$$C_i = C_b (C_i/C_b).$$

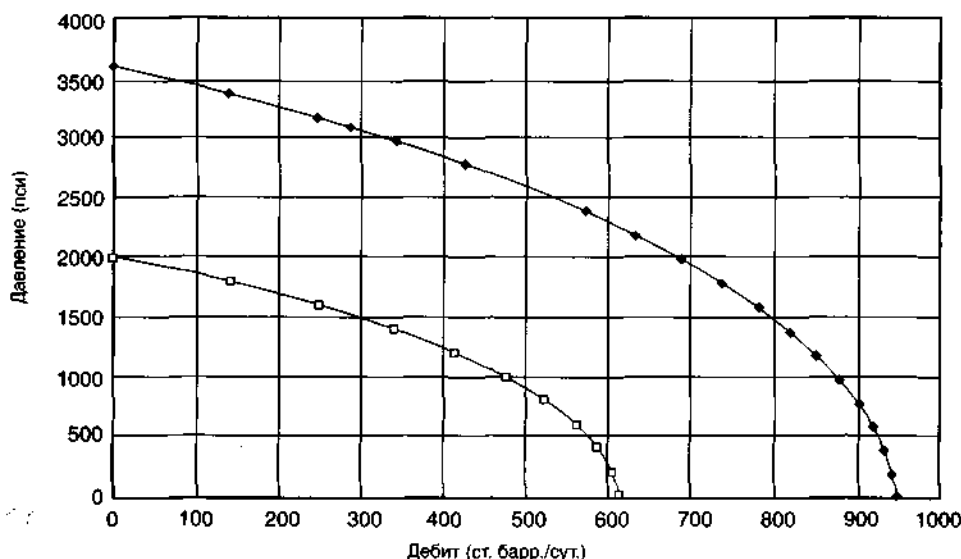


Рис. 5.21. Будущая кривая IPR при давлении 2000 пси [13,9 МПа]

Шаг 6. Подставив значения n_i и C_i в уравнение Фетковича, построить прогнозную кривую продуктивности скважины при заданном среднем пластовом давлении $(\bar{p}_r)$. Следует отметить, что максимальный дебит нефти $(Q_o)_{\max}$ при давлении $(\bar{p}_r)$ определяется по формуле:

$$(Q_o)_{\max} = C_i \left[(\bar{p}_r)^2 \right]^{n_i}. \quad [5.2.41]$$

Пример 5.16. Используя данные, приведенные в примере 5.15, рассчитать прогнозную кривую IPR для падения пластового давления до 3200 пси [22,2 МПа].

Решение.

Шаг 1. Пластовое давление равно давлению насыщения, $p_b = 3600$ пси, следовательно:

$$n_b = 0,854 \text{ и } C_b = 0,00079.$$

Шаг 2. Рассчитаем прогнозные безразмерные параметры при давлении 3200 пси [22,2 МПа] по формулам 5.2.37 и 5.2.38:

$$\left(\frac{n}{n_b} \right) = 1 + 0,0577 \left(1 - \frac{3200}{3600} \right) - 0,2459 \left(1 - \frac{3200}{3600} \right)^2 + 0,503 \left(1 - \frac{3200}{3600} \right)^3 = 1,0041;$$

$$\left(\frac{C}{C_b} \right) = 1 + 3,5718 \left(1 - \frac{3200}{3600} \right) + 4,7981 \left(1 - \frac{3200}{3600} \right)^2 -$$

$$- 2,3066 \left(1 - \frac{3200}{3600} \right)^3 = 0,6592.$$

Шаг 3. Найдем значения n_i и C_i по формулам:

$$n_i = n_b (1,0041) = (0,854)(1,0041) = 0,8575;$$

$$C_i = C_b (0,6592) = (0,00079)(0,6592) = 0,00052.$$

Следовательно, выражение для дебита будет выглядеть, как:

$$Q_o = C (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^{n_i} = 0,00052 (3200^2 - p_{wf}^2)^{0,8575}.$$

Максимальный дебит нефти, т. е. AOF, наблюдается при давлении $p_{wf} = 0$, или:

$$(Q_o)_{\max} = 0,00052 (3200^2 - 0^2)^{0,8575} = 534 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 4. Составим следующую таблицу, задав несколько значений p_{wf} :

$$Q_o = 0,00052 \left[3200^2 - (p_{wf})^2 \right]^{0,8575} = 534 \text{ ст. барр./сут.}$$

p_{wf}	Q_o
3200	0
2000	349
1500	431
5000	523
0	534

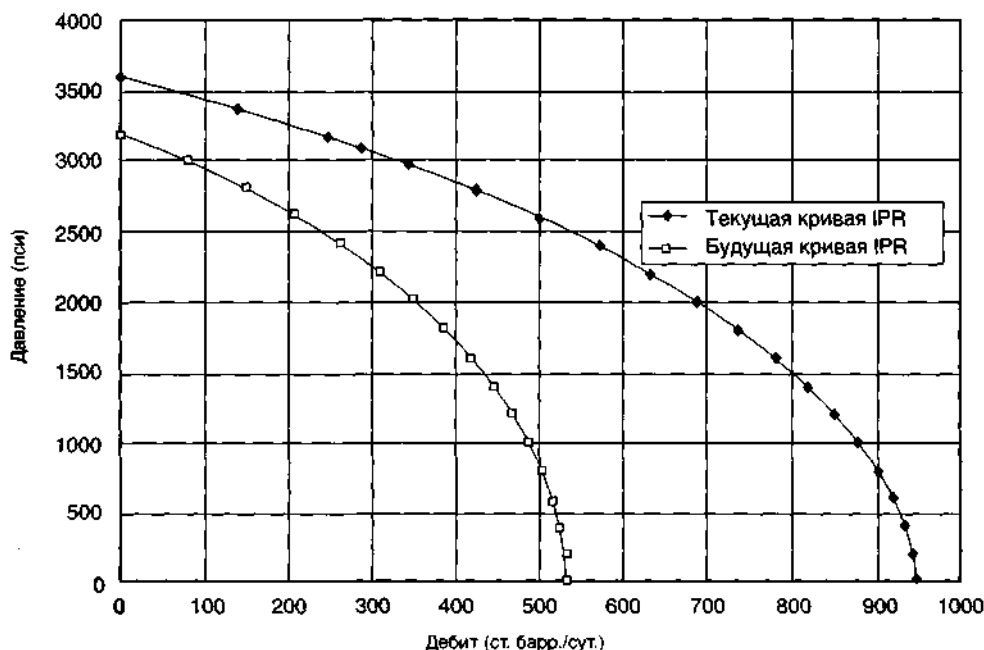


Рис. 5.22. Кривые IPR

Рис. 5.23. Зависимость $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ от давления для случая 3

На рис. 5.22 для сравнения приведены текущая и прогнозная кривые IPR, рассчитанные в примерах 5.10 и 5.11.

Случай 3. $\bar{p}_r > p_b$ и $p_{wf} < p_b$

На рис. 5.23 схематично представлен случай 3, для которого принималось, что $p_{wf} < p_b$ и $\bar{p}_r > p_b$.

Можно расширить пределы интеграла в формуле 5.2.25:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \left[\int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} f(p) dp + \int_{\bar{p}_r}^{p_b} f(p) dp \right].$$

Подставив выражения 5.2.27 и 5.2.28 в приведенное выше соотношение, получим:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s} \times \left[\int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) \left(\frac{p}{p_b} \right) dp + \int_{\bar{p}_r}^{p_b} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) dp \right],$$

где μ_o и B_o рассчитаны при давлении насыщения p_b . Преобразовав приведенное выше выражение, получим:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + s]} \left[\frac{1}{p_b} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} p dp + \int_{\bar{p}_r}^{p_b} dp \right].$$

Проинтегрировав приведенное выше соотношение и подставив в него индекс продуктивности J , получим:

$$Q_o = J \left[\frac{1}{2p_b} (p_b^2 - p_{wf}^2) + (\bar{p}_r - p_b) \right].$$

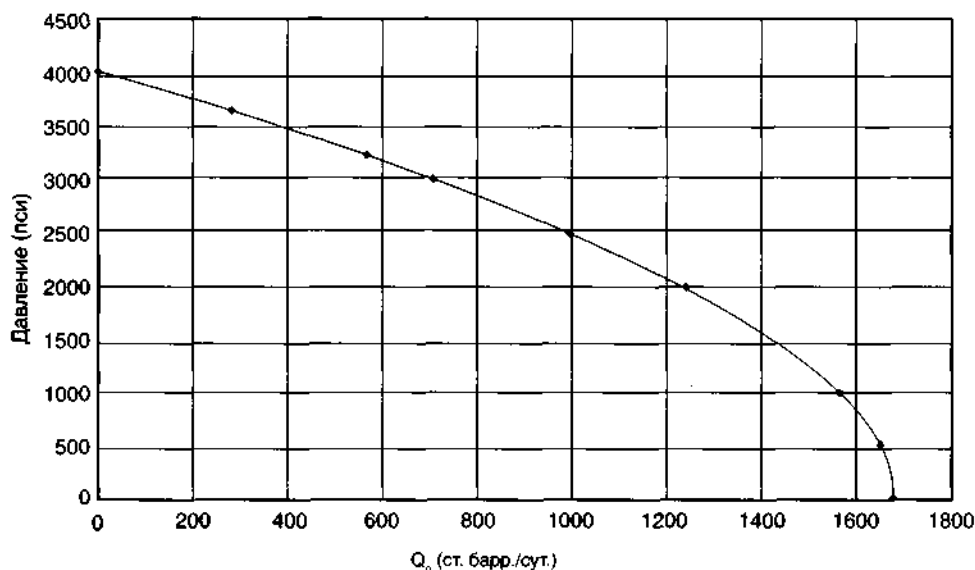


Рис. 5.24. Кривая IPR, построенная по методу Фетковича

или:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_o) + \frac{J}{2p_h}(p_o^2 - p_{wf}^2), \quad [5.2.42]$$

Пример 5.17. Для нефтяной скважины имеются следующие характеристики залежи и данные испытания на приток:

$$\begin{aligned} \bar{p}_r &= 4000 \text{ пси}, p_o = 3200 \text{ пси}; \\ p_{wf} &= 3600 \text{ пси}, Q_o = 280 \text{ ст. барр./сут.} \end{aligned}$$

Рассчитать для скважины данные кривой IPR.
Решение.

Шаг 1. Поскольку $p_{wf} < p_o$, рассчитаем индекс продуктивности по формуле 5.2.1:

$$\begin{aligned} J &= \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p} = \frac{280}{4000 - 3600} = \\ &= 0,7 \text{ ст. барр./сут./пси.} \end{aligned}$$

Шаг 2. Вычислим данные кривой IPR по формуле 5.2.30, когда принятые значения $p_{wf} > p_o$, и по формуле 5.2.42, когда $p_{wf} < p_o$. То есть:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = 0,7(4000 - p_{wf}),$$

и:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) + \frac{J}{2p_h}(p_o^2 - p_{wf}^2) =$$

$$= (0,7)(4000 - 3200) + \frac{0,7}{(2)(3200)}[(3200)^2 - p_{wf}^2].$$

p_{wf}	Уравнение	Q_o
4000	5.2.30	0
3800	5.2.30	140
3600	5.2.30	280
3200	5.2.30	560
3000	5.2.42	696
2600	5.2.42	941
2200	5.2.42	1151
2000	5.2.42	1243
1000	5.2.42	1571
500	5.2.42	1653
0	5.2.42	1680

Результаты этих вычислений графически показаны на рис. 5.24.

Следует отметить, что преимущество метода Фетковича над методом Стендинга заключается в том, что он не требует утомительных расчетов материального баланса для прогнозирования нефтенасыщенности в зависимости от значений среднего пластового давления.

Метод Клинса и Кларка

Клинс и Кларк (Klins и Clark, 1993) предложили метод вычисления притока, аналогичный по форме методу Вогеля, который также можно использовать для расчета данных кривой IPR.

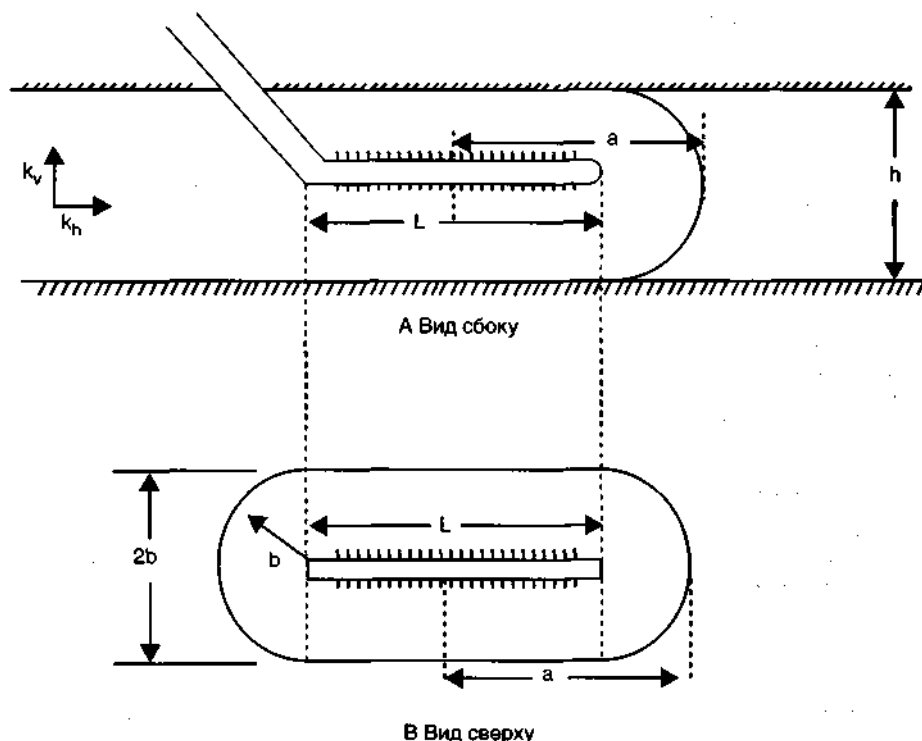


Рис. 5.25. Область дренирования горизонтальной скважины

С целью расширения возможностей уравнения Вогеля авторы ввели в него новый показатель степени d . Авторы предложили следующие соотношения:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0,295 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,705 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^d, \quad [5.2.43]$$

где:

$$d = \left[0,28 + 0,72 \left(\frac{\bar{p}_r}{p_b} \right) \right] (1,24 + 0,001 p_b). \quad [5.2.44]$$

Шаг 1. Зная давление насыщения и текущее пластовое давление, рассчитаем показатель степени d по формуле 5.2.44.

Шаг 2. Используя имеющиеся данные измеренного дебита, т. е. Q_o при p_{wf} , найдем $(Q_o)_{\max}$ по формуле 5.2.43. То есть:

$$(Q_o)_{\max} = \frac{Q_o}{1 - 0,295 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,705 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^d}.$$

Шаг 3. Построим текущую кривую IPR, приняв несколько значений p_{wf} и найдя Q_o по формуле 5.2.43.

5.2.2. Технологические характеристики горизонтальной нефтяной скважины

Начиная с 1980 года, доля горизонтальных скважин, используемых в добыче углеводородов, неизменно растет. Горизонтальные скважины имеют следующие преимущества перед вертикальными:

- Большие объемы порового пространства залежи могут дренироваться каждой горизонтальной скважиной.
- Более высокие темпы отбора из истощенных залежей.
- Горизонтальные скважины сводят к минимуму проблемы прорыва воды и газа в скважину.
- В пластах с высокой проницаемостью, в которых вертикальные скважины характеризуются высокими скоростями газа вблизи забоя, горизонтальные скважины могут использоваться для снижения этих скоростей и турбулентности потока.
- Во вторичных и интенсивных методах извлечения нефти длинные горизонтальные нагнетательные скважины характеризуются более высокими значениями приемистости.
- Благодаря своей длине горизонтальная скважина может обеспечить дренаж много-

численных изолированных зон залежи, что существенно повышает дебит.

Считается, что фактический механизм извлечения и геометрия фильтрации в пласте вблизи горизонтальной скважины сложнее, чем для вертикальных скважин, особенно если горизонтальный участок скважины имеет значительную длину. На практике фильтрация является комбинированной, как линейной, так и радиальной, скважина может вести себя, как если бы она подверглась интенсивному гидроразрыву. Шеррад (Sherrad) и соавт. (1987) показали, что форма кривых IPR, полученных для горизонтальных скважин, аналогична форме расчетных кривых, построенных по методам Вогеля или Фетковича. Авторы показали, что бурение горизонтальных скважин длиной 1500 фут [457 м] позволило в 2–4 раза увеличить производительность по сравнению с вертикальными скважинами.

Горизонтальную скважину можно представить в виде ряда вертикальных скважин, пробуренных рядом друг с другом и законченных в зоне продуктивности ограниченной толщины. На рис. 5.25 показана область дренирования горизонтальной скважины длиной L в пласте с зоной продуктивности толщиной h . Схема области дренирования горизонтальной скважины представляет собой прямоугольник на протяжении скважины и полукруглые зоны радиусом b по ее концам.

Представив каждый конец горизонтальной скважины в виде вертикальной скважины с полукруглой областью дренирования радиусом b , Джоши (Joshi, 1991) предложил два следующих метода расчета площади области дренирования для горизонтальной скважины.

Метод 1

Джоши (Joshi) предположил, что область дренирования представляет собой два полукруга радиусом b (что эквивалентно радиусу вертикальной скважины r_w) с каждой стороны и прямоугольник размером $2b-L$ в центре. Тогда площадь области дренирования для горизонтальной скважины выражается следующей формулой:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43\,560}, \quad [5.2.45]$$

где:

- A — площадь дренирования, акр;
- L — длина горизонтальной скважины, фут;
- b — малая полуось эллипса, фут.

Метод II

Джоши (Joshi) предположил, что область дренирования горизонтальной скважины представляет собой эллипс, а ее площадь описывается формулой:

$$A = \frac{\pi ab}{43\,560} \quad [5.2.46]$$

с:

$$a = \frac{L}{2} + b, \quad [5.2.47]$$

где a — большая полуось эллипса.

Джоши отметил, что площадь области дренирования A , полученная двумя разными методами, различна, и предложил использовать среднюю величину по этим значениям. В большинстве уравнений дебита требуются значения радиуса дренирования горизонтальной скважины, который определяется по формуле:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43\,560A}{\pi}},$$

где:

r_{eh} — радиус дренирования горизонтальной скважины, фут;

A — площадь области дренирования горизонтальной скважины, акр.

Пример 5.18. Нефтенасыщенный участок залежи площадью 480 акров [192 га] планируется разрабатывать с помощью 12 вертикальных скважин. Считаю, что эффективная площадь дренирования каждой скважины составляет 40 акров [16 га], определить возможное количество горизонтальных скважин длиной 1000 и 2000 фут [310 и 618 м], которые бы обеспечили эффективную добычу из этого участка.

Решение.

Шаг 1. Рассчитаем радиус области дренирования вертикальной скважины:

$$r_w = b = \sqrt{\frac{(43\,560)(40)}{\pi}} = 745 \text{ фут.}$$

Шаг 2. Рассчитаем площадь дренирования горизонтальной скважины длиной 1000 и 2000 фут, используя два метода Джоши.

Метод I

Для горизонтальной скважины длиной 1000 фут по формуле 5.2.45:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43\,560} = \frac{(1000)(2 \times 745) + \pi(745)^2}{43\,560} = 74 \text{ акр.}$$

Для горизонтальной скважины длиной 2000 фут:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43\,560} = \frac{(2000)(2 \times 745) + \pi(745)^2}{43\,560} =$$

= 108 акр.

Метод II

Для горизонтальной скважины длиной 1000 фут по формуле 5.2.46:

$$a = \frac{L}{2} + b = \frac{1000}{2} + 745 = 1245 \text{ фут};$$

$$A = \frac{\pi ab}{43560} = \frac{\pi(1245)(745)}{43560} = 67 \text{ акр.}$$

Для горизонтальной скважины длиной 2000 фут:

$$a = \frac{L}{2} + b = \frac{2000}{2} + 745 = 1745 \text{ фут};$$

$$A = \frac{\pi ab}{43560} = \frac{\pi(1745)(745)}{43560} = 94 \text{ акр.}$$

Шаг 3. Найдем среднее по значениям, полученным двумя методами; площадь дренирования скважины длиной 1000 фут [305 м] равна:

$$A = \frac{74 + 67}{2} = 71 \text{ акр.}$$

а площадь дренирования скважины длиной 2000 фут [610 м] равна:

$$A = \frac{108 + 94}{2} = 101 \text{ акр.}$$

Шаг 4. Найдем число горизонтальных скважин длиной 1000 фут:

$$\frac{\text{общее число горизонтальных скважин}}{\text{общая площадь}} = \frac{\text{площадь области дренирования одной скважины}}{\text{общая площадь}} =$$

$$= \frac{480}{71} = 7 \text{ скважин.}$$

Шаг 5. Найдем число горизонтальных скважин длиной 2000 фут:

$$\frac{\text{общее число горизонтальных скважин}}{\text{общая площадь}} = \frac{\text{площадь области дренирования одной скважины}}{\text{общая площадь}} =$$

$$= \frac{480}{101} = 5 \text{ скважин.}$$

Из практических соображений вычисления продуктивности горизонтальных скважин представлены для следующих двух режимов течения:

- 1) стационарное однофазное течение;
- 2) псевдостационарное двухфазное течение.

В опубликованном Джоши (1991) справочном руководстве превосходно описаны технологии с применением горизонтальных скважин и подробно рассмотрены последние методы построения кривых IPR.

5.2.3. Дебиты горизонтальных скважин в условиях стационарной фильтрации

Аналитические выкладки для случая стационарной фильтрации представляют собой наиболее простую форму решений для горизонтальных скважин. Решение для стационарного течения подразумевает, что давление в любой точке пласта не изменяется от времени. Уравнение дебита для стационарных условий записывается следующим образом:

$$Q_{oh} = J_h (\bar{p}_r - p_{wf}) = J_h \Delta p, \quad [5.2.48]$$

где:

- Q_{oh} — дебит нефти для горизонтальной скважины, ст. барр./сут.;
- Δp — падение давления от границы области дренирования до ствола скважины, пси;
- J_h — индекс продуктивности горизонтальной скважины, ст. барр./сут./пси.

Индекс продуктивности горизонтальной скважины J_h можно рассчитать как отношение дебита Q_{oh} к падению давления Δp :

$$J_h = \frac{Q_{oh}}{\Delta p}.$$

Существует несколько методов, предназначенных для прогнозирования индекса продуктивности по свойствам флюидов и пласта, в том числе:

- метод Борисова (Borisov);
- метод Джигера, Рейсса и Джордана (Giger, Reiss и Jourdan);
- метод Джоши (Joshi);
- метод Ренарда и Дюпюи (Renard и Dupuy).

Метод Борисова

Борисов (1984) предложил следующее выражение для прогнозирования индекса продуктивности горизонтальной скважины в изотропном пласте, т. е. $k_x = k_z$:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.49]$$

где:

- h — толщина, фут;
- k_h — горизонтальная проницаемость, мД;
- k_o — вертикальная проницаемость, мД;
- L — длина горизонтальной скважины, фут;
- r_{eh} — радиус дренирования горизонтальной скважины, фут;
- r_w — радиус ствола скважины, фут;
- J_h — индекс продуктивности, ст. барр./сут./пси.

Метод Джигера, Рейсса и Джордана

Для изотропных пластов, в которых вертикальная проницаемость k_v равна горизонтальной проницаемости k_h , Джигер и соавт. (1984) предложили следующее выражение для определения J_h :

$$J_h = \frac{0,00708 L k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.50]$$

где:

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + [L/(2r_{eh})]^2}}{L/2r_{eh}}, \quad [5.2.51]$$

Чтобы учесть анизотропные свойства пласта, авторы предложили следующее соотношение:

$$J_h = \frac{0,00708 k_h}{\mu_o B_o \left[\frac{1}{h} \ln(X) + \frac{\beta^2}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.52]$$

где параметр β выражается формулой:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, \quad [5.2.53]$$

где:

k_v — вертикальная проницаемость, мД;
 L — длина горизонтального участка, фут.

Метод Джоши

Джоши (Joshi, 1991) представил следующее выражение для оценки индекса продуктивности горизонтальной скважины в изотропных пластах:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.54]$$

с:

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)}, \quad [5.2.55]$$

где a — большая полуось эллипса области дренирования:

$$a = (L/2) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0,5}. \quad [5.2.56]$$

Джоши (Joshi) учел влияние анизотропии пласта, подставив вертикальную проницаемость k_v в формулу 5.2.54:

$$J_h = \frac{0,00708 L k_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2 h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.57]$$

где параметры B и R вычисляются по формулам 5.2.53 и 5.2.55, соответственно.

Метод Ренарда и Дюпюи

Для изотропных пластов Ренард и Дюпюи (Renard и Dupuy, 1990) предложили следующее выражение:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.58]$$

где a — большая полуось эллипса области дренирования, которая рассчитывается по формуле 5.2.26.

Для анизотропных пластов авторы предложили следующее соотношение:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{\beta h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}, \quad [5.2.59]$$

где:

$$r_w' = \frac{(1 + \beta) r_w}{2\beta}, \quad [5.2.60]$$

где параметр β выражается формулой 5.2.53.

Пример 5.19. Область дренирования горизонтальной скважины длиной 2000 фут [610 м] оценивается в 120 акр [48 га]. Пласт изотропен и характеризуется следующими свойствами:

$k_v = k_h = 100$ мД; $h = 60$ фут;
 $B_o = 1,2$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o = 0,9$ сП;
 $p_i = 3000$ пси; $p_{wf} = 2500$ пси;
 $r_w = 0,30$ фут.

Считая, что течение стационарное, рассчитать дебит, используя:

- метод Борисова (Borisov);
- метод Джигера, Рейсса и Джордана (Giger, Reiss и Jourdan);
- метод Джоши (Joshi);
- метод Ренарда и Дюпюи (Renard и Dupuy).

Решение.

- Метод Борисова (Borisov):

Шаг 1. Рассчитаем радиус области дренирования горизонтальной скважины:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43\,560 A}{\pi}} = \sqrt{\frac{43\,560 (120)}{\pi}} = 1290 \text{ фут.}$$

Шаг 2. Рассчитаем J_h по формуле 5.2.49:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{4r_{ch}}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} =$$

$$= \frac{(0,00708)(60)(100)}{(0,9)(1,2) \left[\ln \left(\frac{(4)(1290)}{2000} \right) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{\pi(2)(0,3)} \right) \right]} =$$

$$= 37,4 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 3. Рассчитаем дебит по формуле 5.2.48:

$$Q_{oh} = J_h \Delta p = (37,4)(3000 - 2500) = 18700 \text{ ст. барр./сут.}$$

б) Метод Джигера, Рейсса и Джордана (Giger, Reiss и Jourdan):

Шаг 1. Рассчитаем параметр X по формуле 5.2.51:

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{ch}} \right)^2}}{L/2r_{ch}} = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{2000}{(2)(1290)} \right)^2}}{2000 / [(2)(1290)]} = 2,105.$$

Шаг 2. Найдем J_h по формуле 5.2.50:

$$J_h = \frac{0,00708 L k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} =$$

$$= \frac{(0,00708)(2000)(100)}{(0,9)(1,2) \left[\left(\frac{2000}{60} \right) \ln(2,105) + \ln \left(\frac{60}{(2)(0,3)} \right) \right]} =$$

$$= 44,57 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 3. Рассчитаем дебит:

$$Q_{oh} = 44,57(300 - 2500) = 22286 \text{ ст. барр./сут.}$$

в) Метод Джоши (Joshi):

Шаг 1. Рассчитаем большую полуось эллипса по формуле 5.2.56:

$$a = L/2 \left[0,5 + \sqrt{0,25 + 2r_{ch}/L^4} \right]^{0,5} =$$

$$= \left(\frac{2000}{2} \right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + [2(1290)/2000]^4} \right]^{0,5} =$$

$$= 1372 \text{ фут.}$$

Шаг 2. Рассчитаем параметр R по формуле 5.2.55:

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} = \frac{1372 + \sqrt{(1372)^2 - (2000/2)^2}}{(2000/2)} =$$

$$= 2,311.$$

Шаг 3. Найдем J_h по формуле 5.2.54:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} =$$

$$= \frac{(0,00708)(60)(100)}{(0,9)(1,2) \left[\ln(2,311) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{(2)(0,3)} \right) \right]} =$$

$$= 40,3 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 4. Рассчитаем дебит:

$$Q_{oh} = J_h \Delta p = (40,3)(3000 - 2500) =$$

$$= 20154 \text{ ст. барр./сут.}$$

г) Метод Ренарда и Дюпюи (Renard и Dupuy):

Шаг 1. Рассчитаем a по формуле 5.2.56:

$$a = (L/2) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{ch}/L)^4} \right]^{0,5} =$$

$$= \left(\frac{2000}{2} \right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + [2(1290)/2000]^4} \right]^{0,5} =$$

$$= 1372 \text{ фут.}$$

Шаг 2. Найдем J_h по формуле 5.2.58:

$$J_h = \frac{0,00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} =$$

$$= \frac{(0,00708)(60)(100)}{(0,9)(1,2) \left[\cosh^{-1} \left(\frac{(2)(1372)}{2000} \right) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{\pi(2)(0,3)} \right) \right]} =$$

$$= 41,77 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 3. Рассчитаем дебит:

$$Q_{oh} = 41,77(3000 - 2500) = 20885 \text{ ст. барр./сут.}$$

Пример 5.20. Применив исходные данные примера 5.19 и считая пласт изотропным с $k_h = 100$ мД и $k_v = 10$ мД, рассчитать дебит, используя:

- метод Джигера, Рейсса и Джордана (Giger, Reiss и Jourdan);
- метод Джоши (Joshi);
- метод Ренарда и Дюпюи (Renard и Dupuy).

Решение.

а) Метод Джигера, Рейсса и Джордана (Giger, Reiss и Jourdan):

Шаг 1. Найдем отношение коэффициентов проницаемостей β по формуле 5.2.53:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \sqrt{\frac{100}{10}} = 3,162.$$

Шаг 2. Рассчитаем параметр X , как показано в примере 5.19, тогда:

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{ch}}\right)^2}}{L/(2r_{ch})} = 2,105.$$

Шаг 3. Рассчитаем J_h по формуле 5.2.52:

$$J_h = \frac{0,00708k_h}{\mu_o B_o \left[\frac{1}{h} \ln(X) + \frac{\beta^2}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} = \frac{(0,00708)(100)}{(0,9)(1,2) \left[\left(\frac{1}{60}\right) \ln(2,105) + \left(\frac{(3,162)^2}{2000}\right) \ln\left(\frac{60}{(2)(0,3)}\right) \right]} = 18,50 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 4. Рассчитаем Q_{oh} :

$$Q_{oh} = (18,50)(3000 - 2500) = 9252 \text{ ст. барр./сут.}$$

б) Метод Джоши (Joshi):

Шаг 1. Рассчитаем отношение коэффициентов проницаемости β :

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_c}} = 3,162.$$

Шаг 2. Рассчитаем параметры a и R , как показано в примере 5.19:

$$a = 1372 \text{ фут, } R = 2,311.$$

Шаг 3. Рассчитаем J_h по формуле 5.2.54:

$$J_h = \frac{0,00708hk_h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} = \frac{(0,00708)(60)(100)}{(0,9)(1,2) \left[\ln(2,311) + \left(\frac{(3,162)^2}{2000}\right) \ln\left(\frac{60}{(2)(0,3)}\right) \right]} = 17,73 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 4. Рассчитаем дебит:

$$Q_{oh} = (17,73)(3000 - 2500) = 8863 \text{ ст. барр./сут.}$$

в) Метод Ренарда и Дьюпи (Renard и Dupuy):

Шаг 1. Рассчитаем r_w^* по формуле 5.2.60:

$$r_w^* = \frac{(1+\beta)r_w}{2\beta} = \frac{(1+3,162)(0,3)}{(2)(3,162)} = 0,1974.$$

Шаг 2. Применим уравнение 5.2.59:

$$J_h = (0,00708)(60)(100)/$$

$$\left\{ (0,9)(1,2) \cosh^{-1} \left[\frac{(2)(1372)}{2000} \right] + \left[\frac{(3,162)^2(60)}{2000} \right] \ln \left(\frac{60}{\pi(2)(0,1974)} \right) \right\} = 19,65 \text{ ст. барр./сут./пси.}$$

Шаг 3. Рассчитаем дебит:

$$Q_{oh} = (19,65)(3000 - 2500) = 9825 \text{ ст. барр./сут.}$$

5.2.4. Производительность горизонтальных скважин в условиях стационарного течения

Сложный режим течения, установившийся вблизи ствола горизонтальной скважины, может препятствовать применению простых, как, например, метод Вогеля, способов построения кривой продуктивности горизонтальной скважины в пластах с режимом растворенного газа. Однако при наличии данных, как минимум, двух испытаний на приток в стабилизированных условиях можно определить параметры J и n в уравнении Фетковича (т. е. уравнении 5.2.35) и использовать их для построения кривой продуктивности горизонтальной скважины. В этом случае значения J и n будут отражать не только влияние турбулентности и газонасыщенности вблизи ствола скважины, но и воздействие нерадиальных режимов течения в пласте.

Бендахилья и Азиз (Bendakhilia and Aziz, 1989), используя модель пласта, построили кривые продуктивности для ряда скважин и обнаружили, что полученные данные соответствуют комбинации уравнений Вогеля и Фетковича, представленной в следующем виде:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = \left[1 - V \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]^n, \quad [5.2.61]$$

где:

$(Q_{oh})_{max}$ — максимальный дебит горизонтальной скважины, ст. барр./сут.;

n — показатель степени в формуле Фетковича;

V — переменный параметр.

Чтобы применить это уравнение, необходимо получить данные, как минимум, трех испытаний на приток в стабилизированных условиях для определения трех неизвестных: $(Q_{oh})_{max}$, V и n при любом среднем пластовом давлении $\bar{P}$. Однако Бендахилья и Азиз (Bendakhilia and Aziz) показали, что параметры V и n являются функциями пластового давления или коэффициента извлечения, потому уравнение 5.2.61 неудобно применять в целях прогнозирования.

Ченг (Cheng, 1990) предложил форму уравнения Вогеля для горизонтальных скважин, основанную на результатах численного моде-

лирования. Предложенное выражение было представлено в следующей форме:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = 0,9885 + 0,2055 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 1,1818 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \quad [5.2.62]$$

Петнанто и Экономидес (Petnanto и Economides, 1998) вывели обобщенное уравнение кривой продуктивности для горизонтальных и многозабойных скважин, расположенных в пластах с режимом растворенного газа. Предложенное выражение было представлено в следующей форме:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = 1 - 0,25 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,75 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^n \quad [5.2.63]$$

где:

$$n = \left[-0,27 + 1,46 \left(\frac{\bar{P}_r}{P_b} \right) - 0,96 \left(\frac{\bar{P}_r}{P_b} \right)^2 \right] \times \\ \times (4 + 1,66 \times 10^{-3} P_b) \quad [5.2.64]$$

с:

$$(Q_{oh})_{max} = \frac{J \bar{P}_r}{0,25 + 0,75n}$$

Пример 5.21. Горизонтальная скважина длиной 1000 фут пробурена в пласте с режимом растворенного газа. Скважина эксплуатируется при стабилизированном дебите в 760 ст. барр./сут. и давлении в стволе 1242 пси [8,6 МПа]. Текущее среднее пластовое давление составляет 2145 пси [14,8 МПа]. Рассчитать данные для кривой продуктивности этой горизонтальной скважины методом Ченга.

Решение.

Шаг 1. Используя данный стабилизированный дебит, рассчитаем максимальный дебит горизонтальной скважины:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = 1 + 0,2055 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 1,1818 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2; \\ \frac{760}{(Q_{oh})_{max}} = 1 + 0,2055 \left(\frac{1242}{2145} \right) - 1,1818 \left(\frac{1242}{2145} \right)^2; \\ (Q_{oh})_{max} = 1052 \text{ ст. барр./сут.}$$

Шаг 2. По формуле 5.2.63 вычислим точки кривой продуктивности скважины:

$$Q_o = (Q_o)_{max} = \\ \left[1 + 0,2055 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 1,1818 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right]$$

P_{wf}	$(Q_{oh})_{max}$
2145	0
1919	250
1580	536
1016	875
500	1034
0	1052

5.3. Этап 3. Связь технологических показателей разработки залежи со временем

Все методы для определения технологических показателей залежей показывают зависимость суммарной добычи нефти и текущего газового фактора от среднего пластового давления. Однако эти методы не связывают суммарную добычу нефти N и текущий газовый фактор G со временем. На рис. 5.26 схематично показана прогнозируемая суммарная добыча нефти с учетом снижения среднего пластового давления.

Время добычи можно рассчитать, применив понятие IPR в прогнозах с использованием уравнения материального баланса. Например, Вогель (Vogel, 1968) предложил для кривой IPR-скважины формулу 5.2.9:

$$Q_{oh} = (Q_{oh})_{max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right]$$

Для связывания прогнозируемой суммарной (накопленной) добычи нефти со временем t можно применить следующий метод:

Шаг 1. Построим график зависимости прогнозируемой суммарной добычи нефти N , от

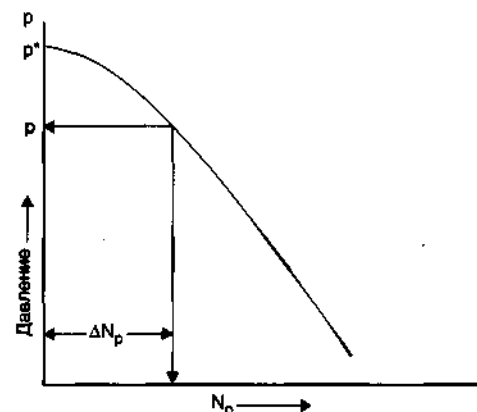


Рис. 5.26. Суммарная добыча как функция среднего пластового давления

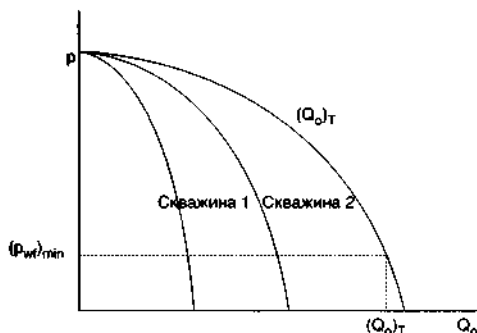


Рис. 5.27. Суммарная кривая IPR для месторождения при будущем среднем давлении

среднего пластового давления p , как показано на рис. 5.26.

Шаг 2. Предположим, что текущее пластовое давление равно p' , при этом текущая суммарная (накопленная) добыча нефти равна $(N_p)'$, а общий дебит месторождения — $(Q_o)'$.

Шаг 3. Зададим прогнозируемое пластовое давление p и определим суммарную добычу нефти N_p по рис. 5.26.

Шаг 4. Используя выбранное прогнозируемое значение пластового давления p , построим кривые IPR для каждой скважины на месторождении (как схематично показано для двух гипотетических скважин на рис. 5.27). Построим общую кривую IPR для месторождения, суммировав дебиты всех скважин в различные моменты времени.

Шаг 5. Используя минимальное забойное гидродинамическое давление $(p_{wf})_{\min}$, определим общий дебит месторождения $(Q_o)_T$.

$$(Q_o)_T = \sum_{i=1}^n (Q_o)_i.$$

Шаг 6. Рассчитаем средний дебит месторождения $(\bar{Q}_o)_T$:

$$(\bar{Q}_o)_T = \frac{(Q_o)_T + (Q_o)'_T}{2}.$$

Шаг 7. Рассчитаем время Δt , необходимое для достижения приращения добычи нефти ΔN_p за первый интервал падения давления, т. е. от p' до p , по следующей формуле:

$$\Delta t = \frac{N_p - N'_p}{(\bar{Q}_o)_T} = \frac{\Delta N_p}{(\bar{Q}_o)_T}.$$

Шаг 8. Повторим описанные выше шаги и рассчитаем общее время t для достижения среднего пластового давления p по формуле:

$$t = \sum \Delta t.$$

Задачи

1. Дебит нефтяной скважины, эксплуатируемой в стационарных условиях, составляет 300 ст. барр./сут. Зарегистрированное значение забойного гидродинамического давления составляет 2500 пси [17,3 МПа].

Дано:

$h = 23$ фута; $k = 50$ мД; $\mu_o = 2,3$ сП;

$B_o = 1,4$ пл. барр./ст. барр.; $r_e = 660$ фут; $s = 0,5$.

Требуется рассчитать:

- а) пластовое давление;
- б) максимально возможный дебит скважины (AOF);
- в) индекс продуктивности.

2. Добывающая скважина расположена в насыщенном нефтяном пласте со средним пластовым давлением 3000 пси (изб.) [20,7 МПа]. Данные испытания на приток в стабилизированных условиях показали, что скважина способна добывать 400 ст. барр./сут. при забойном гидродинамическом давлении 2580 пси (изб.) [17,9 МПа]. Рассчитать оставшиеся геологические запасы газа при давлении 3000 пси [20,7 МПа].

- а) Дебит нефти при $p_{wf} = 1950$ пси (изб.) [13,5 МПа].
- б) Построить кривую IPR при текущем среднем давлении.
- в) Построить кривую IPR, считая J величиной постоянной.
- г) Построить кривую IPR для пластового давления 2700 пси (изб.) [18,7 МПа].

3. Добывающая нефтяная скважина в ненасыщенном пласте характеризуется давлением насыщения в 2230 пси (изб.) [15,4 МПа]. Текущее среднее пластовое давление составляет 3500 пси (изб.) [24,2 МПа]. Имеющиеся данные испытания на приток говорят о том, что дебит скважины составляет 350 ст. барр./сут. при стабилизированном давлении p_{wf} 2800 пси (изб.) [19,4 МПа]. Рассчитать точки кривой IPR, используя:

- а) соотношение Вогеля;
- б) метод Уиггинса;
- в) построить кривую IPR для снижения пластового давления от 2230 до 2000 пси [от 15,4 до 13,8 МПа].

4. Скважина эксплуатируется в насыщенном нефтяном пласте, который существует при давлении насыщения в 4500 пси (изб.) [31,1 МПа]. Скважина эксплуатируется при стабилизированном дебите 800 ст. барр./сут. и p_{wf} 3700 пси (изб.) [25,6 МПа]. Вычисления с помощью уравнения материального баланса позволили получить следующие текущие и прогнозируемые значения нефтенасыщенности и PVT-свойств:

	Текущие	Будущие
$\bar{p}_r$	4500	3300
μ_o , сП	1,45	1,25
B_o , пл. барр./ст. барр.	1,23	1,18
k_{ro}	1,00	0,86

Требуется рассчитать будущую кривую продуктивности скважины для давления 3300 пси (изб.) [22,8 МПа], используя метод Стендинга.

5. На скважине, эксплуатируемой в насыщенном пласте, среднее давление в котором составляет 4320 пси [29,9 МПа], проведено четырехточечное испытание на приток в стабилизированных условиях.

Q_o (ст. барр./сут.)	p_{wf} (пси)
342	3804
498	3468
646	2928
832	2580

а) Построить полную кривую IPR, используя метод Фетковича.

б) Построить кривую IPR, соответствующую снижению пластового давления до 2500 пси [17,3 МПа].

6. Для нефтяной скважины имеются следующие характеристики пласта и данные испытания на приток:

данные определения давления:

$\bar{p}_r = 3280$ пси [22,7 МПа];

$p_b = 2624$ пси [18,2 МПа];

данные испытания на приток:

$p_{wf} = 2952$ пси [20,4 МПа];

$Q_o =$ ст. барр./сут.

Рассчитайте для скважины данные кривой IPR.

7. Область дренирования горизонтальной скважины длиной 2500 фут [762 м] оценивается в 120 акров [48 га]. Пласт изотропен и характеризуется следующими свойствами:

$k_r = k_a = 60$ мД; $h = 70$ фут;

$B_o = 1,4$ пл. барр./ст. барр.; $\mu_o = 1,9$ сП;

$p_e = 3900$ пси; $p_{wf} = 3250$ пси;

$r_w = 0,30$ фут.

Считая, что течение стационарное, рассчитать дебит, используя:

а) метод Борисова (Borisov);

б) метод Джигера, Рейсса и Джордана (Giger, Reiss и Jourdan);

в) метод Джоши (Joshi);

г) метод Ренарда и Дюпюи (Renard и Dupuy).

8. Горизонтальная скважина длиной 2000 фут [610 м] пробурена в пласте с режимом растворенного газа. Скважина эксплуатируется при стабилизированном дебите в 900 ст. барр./сут. и давлении в стволе 1000 пси [8,6 МПа]. Текущее среднее пластовое давление составляет 2000 пси [13,8 МПа]. Рассчитать данные для кривой продуктивности этой горизонтальной скважины методом Ченга.

9. Для месторождения Aneth в шт. Юта получены следующие PVT-данные:

Давление (пси (абс.))	B_o (пл. барр./ст. барр.)	R_o (ст. фут ³ /ст. барр.)	B_g (пл. барр./ст. фут ³)	μ_o/μ_g
2200	1,383	727	-	-
1850	1,388	727	0,00130	35
1600	1,358	654	0,00150	39
1300	1,321	563	0,00182	47
1000	1,280	469	0,00250	56
700	1,241	374	0,00375	68
400	1,199	277	0,00691	85
100	1,139	143	0,02495	130
40	1,100	78	0,05430	420

Начальная температура пласта составляла 133 °F (56 °C), а начальное давление — 220 пси (абс.) [1,5 МПа]. Активный водонапорный режим отсутствовал. При снижении давления от 1850 до 1300 пси (абс.) [от 12,8 до 9,0 МПа] было добыто 720 млн ст. барр. нефти и 590,6 млрд ст. фут³ газа.

а) Какой объем нефти в пласте был при давлении 1850 пси (абс.) [12,8 МПа]?

б) Средняя пористость составляла 10 %, а насыщенность связанной водой — 28 %. Месторождение занимало площадь 50 000 акров [20 000 га]. Какова средняя толщина пласта в футах?

10. Нефтяной пласт изначально содержит 4 млн ст. барр. нефти под давлением 3150 пси (абс.) [21,8 МПа], в которых растворено 600 ст. фут³/ст. барр. газа. После падения среднего пластового давления до 2900 пси (абс.) содержание газа в растворе снизилось до 550 ст. фут³/ст. барр. B_o был равен 1,34 пл. барр./ст. барр., B_g при давлении 2900 пси (абс.) составлял 1,32 пл. барр./ст. барр. Прочие исходные данные:

$R_g = 600$ ст. фут³/ст. барр. газа при давлении

2900 пси (абс.) [20,1 МПа],

$S_{wi} = 0,25$, $B_g = 0,0011$ пл. барр./ст. фут³ при давлении 2900 пси (абс.) [20,1 МПа];

замкнутый пласт без газовой шапки.

- Какой объем нефти в баррелях при нормальных условиях будет добыт при падении давления до 2900 пси (абс.)?
- Рассчитать насыщенность свободного газа при давлении 2900 пси.

11. Из лабораторных анализов кернов, фактических показателей разработки пласта и каротажной информации получены следующие данные:

площадь размещения скважин = 320 акров

[128 га];

толщина продуктивной части пласта = 50 фут [15,25 м],

поверхность контакта газ/нефть расположена на 10 фут [3,05 м] ниже верхней границы;

пористость = 0,17;

начальная водонасыщенность = 0,26;

начальная газонасыщенность = 0,15;

давление насыщения = 3600 пси (абс.) [24,9 МПа];

начальное пластовое давление = 3000 пси (абс.) [20,7 МПа];

температура пласта = 120 °F [48,9 °C];

$B_{oi} = 1,26$ пл. барр./ст. барр.;

$B_o = 1,37$ пл. барр./ст. барр. при давлении насыщения;

$B_g = 1,19$ пл. барр./ст. барр. при давлении 2000 пси (абс.) [13,8 МПа];

$N_p = 2,00$ млн ст. барр. при давлении 2000 пси (абс.) [13,8 МПа];

$G_p = 2,4$ млрд ст. фут³ при давлении 2000 пси (абс.) [13,8 МПа];

коэффициент сжимаемости газа

$Z = 1,0 - 0,0001p$ раствор,

газовый фактор $R_{gs} = 0,2p$.

Рассчитайте водоприток и коэффициенты нефтеотдачи при давлении 2000 пси (абс.) [13,8 МПа].

12. Для пласта с режимом естественного деградирования имеются следующие фактические показатели разработки:

p (пси)	GOR (ст. фут ³ /ст. барр.)	N_p (млн ст. барр.)
3276	1098,8	0
2912	1098,8	1,1316
2688	1098,8	1,8532
2352	1098,8	2,8249
2016	1587,52	5,9368
1680	2938,88	9,86378
1344	5108,6	12,5632

Рассчитайте суммарное количество добытого газа G_p и суммарный газовый фактор при каждом значении давления.

13. Замкнутый пласт с режимом растворенного газа характеризуется начальной водонасыщенностью 25 %. Начальный объемный коэффициент нефти в пластовых условиях равен 1,35 пл. барр./ст. барр. После добычи 8 % от начальных геологических запасов нефти значение B_o снизилось до 1,28. Рассчитайте нефтенасыщенность и газонасыщенность.

14. Имеются следующие данные для замкнутого ненасыщенного нефтяного пласта.

$p_i = 4400$ пси;

$N = 120$ млн ст. барр.;

$c_o = 12 \times 10^{-6}$ пси⁻¹;

$S_{wi} = 25\%$;

$P_b = 3400$ пси;

$c_g = 4 \times 10^{-8}$ пси⁻¹;

$c_o = 2 \times 10^{-4}$ пси⁻¹;

$B_{oi} = 1,35$ пл. барр./ст. барр.

Рассчитайте суммарную добычу нефти к моменту падения пластового давления до 4000 пси [24,1 МПа]. Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях при давлении 4000 пси [27,7 МПа] равен 1,38 пл. барр./ст. барр.

6

Введение в экономику нефтяных месторождений

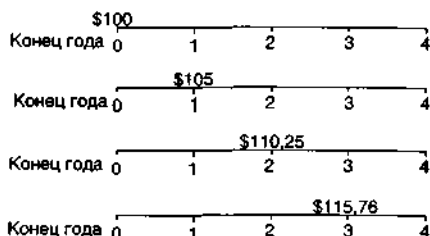
- 6.1. Понятие экономической эквивалентности
и методы оценок 490**
- 6.2. Определения и классификация запасов 500**
- 6.3. Принципы бухгалтерского учета 504**

В данной главе описаны основные критерии, на основе которых принимаются решения об инвестициях, при этом большое внимание уделяется методам, не нашедшим широкого распространения в нефтедобыче. Для успешной оценки инвестиционных сценариев, связанных со свойствами нефти или газа, необходимо знание методологии принятия инвестиционных решений и оценки нефтедобывающих технологий. Многие методики оценки нефтедобывающих технологий, используемые для прогнозирования темпов добычи углеводородов в будущем и определения извлекаемых запасов, были рассмотрены в предыдущих главах книги. Совместное использование этих методик с методами принятия инвестиционных решений и оценки, представленными в данной главе, составляют основу определения относительных экономических показателей для большинства инвестиционных сценариев в области нефтегазодобычи.

6.1. Понятие экономической эквивалентности и методы оценок

Деньги обладают временной стоимостью. Временная стоимость денег зависит от множества факторов и может различаться для разных физических лиц или компаний. Понятие временной ценности денег можно проиллюстрировать на простом примере: допустим, что некто может получить определенную сумму денег прямо сейчас или год спустя. Большинство предпочитает получить ее сейчас. Но если сумма денег, которую некто мог бы получить через год, увеличится настолько, что этот человек изменит свой выбор, временную стоимость денег для него можно считать установившейся. Факторы, влияющие на временную стоимость денег, включают в себя альтернативные возможности инвестиций полученной в настоящий момент суммы денег, воспринимаемый риск, связанный с получением денег в будущем, и процент инфляции за рассматриваемый период времени.

Рыночная временная стоимость денег определяется спросом на них и предложением. Предложение устанавливает рыночную стоимость кредита (ссудный процент), а спрос — рыночную стоимость заимствований (процента по займам). Их разница и составляет маржу кредитора или посредника. Эти величины или «нормы процента», как их обычно называют, выражаются в процентах от исходной суммы денег за единицу времени. Зная норму процента, можно рассчитать стоимость конкретной суммы денег в какой-либо иной момент времени. О различных суммах говорят, что они эквивалентны, если при согласованной норме процента для человека не имеет значения, когда получать платеж: прямо сейчас или в будущем. В этом и состоит понятие экономической эквивалентности. Это понятие составляет основу для сравнения различных инвестиционных



Можно сказать, что все представленные выше графики выплат эквивалентны при условии, что временная стоимость денег определяется кумулятивной годовой процентной ставкой в размере 5 %.

Рис. 6.1. Экономическая эквивалентность графиков выплат

вариантов, в частности, вариантов с различными графиками затрат и выплат (см. рис. 6.1).

Во всех методах оценки экономических показателей время является величиной относительной, при этом очень важным является его направление. При определении будущей стоимости определенной денежной суммы, имеющейся в настоящий момент, время течет в прямом направлении. Тогда процесс формирования временной стоимости денег называют наращением или компаундингом. Это связано с тем, что доход, заработанный в течение первого периода, суммируется с основным капиталом, составляя основной капитал для второго периода. Для определения экономической эквивалентности будущих стоимостей обычно используется понятие сложных процентов. И наоборот, при приведении будущей денежной суммы к текущему периоду время течет в обратном направлении. Тогда процесс формирования временной стоимости денег называют дисконтированием. Это связано с тем, что денежная сумма, выплачиваемая в будущем, не равна по стоимости идентичной сумме, выплачиваемой в текущий момент. Поэтому чтобы привести будущую денежную сумму к эквивалентной величине в текущий момент времени, ее нужно уменьшить. Для определения эквивалентной стоимости в текущий момент времени обычно используется понятие дисконтного процента, которое считается одним из наиболее важных показателей, поскольку большинство инвесторов при расчете временной стоимости денег приводят ее к текущему моменту.

Понятие денежных потоков в данной главе используется для описания чистого притока и оттока денежных средств за определенный период времени, например месяц, квартал или год. Так, например, при реализации конкретного инвестиционного механизма за один календарный год могут поступать доходы (притоки) и возникать издержки (оттоки), например

на текущие расходы, налоги и дополнительные капзложения. Денежный поток для инвестиционного варианта будем определять как разность между полученными доходами и понесенными издержками в течение года. Денежный поток может быть отрицательным или положительным:

Денежный поток = доходы – расходы. [6.1.1]

Термин «дисконтированный (приведенный) денежный поток» относится к методу оценки положительного или отрицательного денежного потока для инвестиционного проекта, заключающегося в приведении стоимости денег к текущему моменту времени. В этом методе требуется применить аналитический подход для систематической и количественной оценки всех экономических факторов, влияющих на рентабельность инвестиций. Этот метод наиболее часто используется в нефтедобыче для оценки различных инвестиционных вариантов.

Для графического описания привязанных ко времени денежных потоков в рамках проекта используются временные диаграммы денежных потоков. При надлежащем применении это способствует упрощению сложной процедуры оценки денежных потоков для правильной оценки временной стоимости денег. На рис. 6.2 показана основная временная диаграмма денежных потоков, используемая в данной главе для вывода формул экономической эквивалентности и решения связанных задач.

В данной главе на временных диаграммах денежных потоков также используются следующие обозначения:

- P — текущая итоговая денежная сумма;
- F — будущая итоговая денежная сумма;
- A — сумма отдельного платежа в серии платежей равными суммами;
- n — число периодов начислений по сложным процентам;
- i — норма процента на период (норма процента за период начислений по сложным процентам).

Термин «норма процента на период (i)» используется для описания нормы процента для каждого периода начислений по сложным процентам (n). Этот показатель обычно выражается в процентах от основного капитала. Основной капитал — термин, используемый для описания денежной суммы, на основании

которой рассчитывается процент за определенный промежуток времени. Например:

Сумма в 100 долларов, положенная на банковский счет под 5 % годовых, через один год принесет 5 долларов. В этом примере основной капитал равен 100 долларам. Хотя понятие простого процента используется редко, оно упрощает понимание формул начисления сложных процентов, их вывода и применения при установлении эквивалентности и, таким образом, является хорошей отправной точкой. Пусть текущая итоговая денежная сумма P вложена под i процентов (простых) на n периодов; тогда прибыль составит $P \times i \times n$. Будущая итоговая денежная сумма (F) по окончании n периодов будет равна текущей итоговой денежной сумме (P) плюс прибыль ($P \times i \times n$). Будущую итоговую денежную сумму можно рассчитать по следующей формуле:

$$F = P(1 + in). \quad [6.1.2]$$

6.1.1. Формулы эквивалентной стоимости

Формулы, приведенные в данном подразделе, основаны на понятии экономической эквивалентности. Они предназначены для того, чтобы уравнивать текущую итоговую денежную сумму (P), будущую итоговую денежную сумму (F) и серию периодических платежей равными суммами (A). Всего выведено шесть соотношений с двумя переменными, которые описывают три основные методики расчета временной стоимости денег. Эти параметры сведены в таблицу, представленную в приложении, что упрощает вычисления эквивалентной экономической стоимости по следующей основной формуле:

$$\begin{aligned} &\text{Расчетная} = \text{Заданная} \\ &\text{стоимость} = \text{стоимость} \times \\ &\text{Соответствующий коэффициент} \\ &\times \text{временной стоимости денег} \end{aligned} \quad [6.1.3]$$

Для описания и простоты ссылок на эти параметры используются следующие обозначения. Первая буква в обозначении параметра соответствует рассчитываемой стоимости. Вторая буква обозначает заданную стоимость и сопровождается двумя индексами. Первый индекс соответствует норме процента на период (i), он выражается в процентах и отделяется от второго индекса запятой. Второй индекс в обозначении указывает число периодов начислений по сложным процентам (n).

Будущая стоимость

Как говорилось выше, под сложными процентами понимаются условия, при которых основной капитал на каждый следующий период формируется как сумма исходного капитала за предыдущий период и процентов, начисленных за этот период. Применяв это понятие к формуле простых процентов 6.1.2, можно вы-

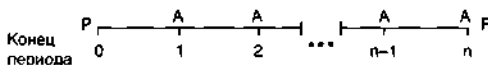


Рис. 6.2. Основная временная диаграмма денежных потоков

вести формулу будущей стоимости. Во-первых, обозначим через F будущую итоговую денежную сумму или будущую стоимость в конце периодов начислений по сложным процентам, номер периода будет указываться индексом. Пусть текущая итоговая денежная сумма (P) вложена под норму процента на период (i), тогда будущую итоговую денежную сумму в конце первого периода можно рассчитать по следующей формуле:

$$F_1 = P(1+i). \quad [6.1.4]$$

Если подставить F_1 в качестве основного капитала на момент начала второго периода, будущую итоговую денежную сумму в конце второго периода можно рассчитать по следующей формуле:

$$F_2 = F_1(1+i). \quad [6.1.5]$$

Если подставить F_2 в качестве основного капитала на момент начала третьего периода, будущую итоговую денежную сумму в конце третьего периода можно рассчитать по следующей формуле:

$$F_3 = F_2(1+i). \quad [6.1.6]$$

Такие подстановки можно выполнить для всех n периодов. Чтобы завершить вывод формулы, подставим вместо F_2 его значение из формулы 6.1.5, тогда соотношение 6.1.6 примет вид:

$$F_3 = F_1(1+i)(1+i). \quad [6.1.7]$$

Если подставить вместо F_1 его значение из формулы 6.1.4, соотношение 6.1.7 примет вид:

$$F_3 = P(1+i)(1+i)(1+i). \quad [6.1.8]$$

Формулу 6.1.8 можно упростить:

$$F_3 = P(1+i)^3. \quad [6.1.9]$$

Поскольку индекс будущей стоимости равен числу соответствующих периодов, его можно опустить. Таким образом, мы получили общую формулу для определения эквивалентной будущей стоимости текущей денежной суммы, вложенной под сложные проценты с нормой на период (i) на n периодов:

$$F = P(1+i)^n. \quad [6.1.10]$$

В обобщенной формуле 6.1.10 член $(1+i)^n$ называется составным количественным множителем или множителем начисления сложных процентов с единовременной выплатой и обозначается в данной главе как $F/P_{i,n}$.

Пример 6.1. Множитель начисления сложных процентов с единовременной выплатой.

Если положить на сберегательный счет 500 долларов под 5 % годовых (с ежегодным начислением сложных процентов), какая сумма окажется на счету через пять лет?

Решение.

Чтобы рассчитать F на основе исходной величины P (рис. 6.3), найдем в приложении значение коэффициента $F/P_{i,n}$ для нормы в 5 % годовых и пяти периодов начисления по сложным процентам и подставим соответствующие значения в формулу 6.1.3:

$$F = P \left[\frac{F}{P_{i,n}} \right] = \\ = \$500(1,27628) = \$638,14.$$

Также будущую стоимость можно рассчитать по формуле 6.1.10 следующим образом:

$$F = P(1+i)^n = \$500(1+0,05)^5 = \$638,14.$$

Текущая стоимость

Как говорилось выше, понятие дисконтного процента обычно используется для определения текущей стоимости, эквивалентной определенной будущей денежной сумме и считается одним из наиболее важных показателей, поскольку большинство инвесторов при расчете временной стоимости денег приводят ее к текущему моменту, т. е. определяют ее текущую стоимость. Напоминаем, что основное различие между будущей и текущей итоговыми денежными суммами состоит в направлении течения времени. Из этого следует, что формула текущей стоимости просто представляет собой другую форму формулы будущей стоимости 6.1.10. Выразив P , получим:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n}. \quad [6.1.11]$$

Если будущую сумму денег (F) планируется получить спустя n периодов относительно текущего момента, текущую стоимость (P) этих денег при заданной норме процента (i) можно определить по формуле 6.1.11. В этой формуле член $(1+i)^{-n}$ обычно называют дисконтирующим множителем или множителем текущей стоимости при одноразовой выплате и обозначают $P/F_{i,n}$.

Пример 6.2. Дисконтирующий множитель при одноразовой выплате. Через пять лет, считая с текущего момента, требуется получить 500 долларов, какую сумму нужно вложить, если стоимость денег определяется нормой в 5 % годовых (с ежегодным начислением сложных процентов)?

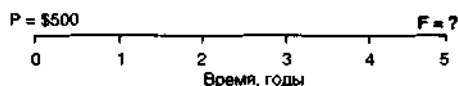


Рис. 6.3

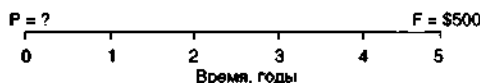


Рис. 6.4

Решение.

Чтобы рассчитать P на основе исходной величины F (рис. 6.4), найдем в приложении значение множителя $F/P_{i,n}$ для нормы в 5% годовых и пяти периодов начисления по сложным процентам и подставим соответствующие значения в формулу 6.1.3:

$$P = F \left[\frac{P}{F_{i,n}} \right] =$$

$$= \$500(0,78353) = \$391,77.$$

Также будущую стоимость можно рассчитать по формуле 6.1.11, как показано ниже, с небольшой погрешностью, связанной с округлением данных в справочной таблице:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} =$$

$$= \frac{\$500}{(1+0,05)^5} = \$391,76.$$

Будущая стоимость при серии платежей равными суммами

Приведенное в этом подразделе выражение называют формулой начисления сложных процентов при серии платежей равными суммами. Если использовать формулу эквивалентной стоимости для определения будущей стоимости (F) при серии платежей равными суммами (A) в конце каждого из (n) периодов начисления по сложным процентам при заданной норме процента на период (i), результат будет таким, как показано на рис. 6.5. Эту формулу можно применять для определения будущей стоимости в таких инвестиционных инструментах, как программа сбережений или пенсионный фонд, в которых инвестиции вносятся периодически и равными суммами в течение определенного промежутка времени при определенной норме процента. Поскольку платежи могут приносить проценты в течение различного числа периодов наращивания (накопления по сложным процентам), формулу следует преобразовать так, чтобы она позволяла определять будущую стоимость каждого платежа по формуле буду-



Рис. 6.5. Схема денежных потоков, используемая для вывода формулы начисления сложных процентов при платежах равными суммами

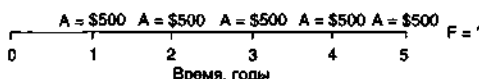


Рис. 6.6

щей стоимости 6.1.10 и складывать отдельные результаты. Следует отметить, что последний платеж в серии платежей равными суммами производится в момент определения будущей стоимости, поэтому он не приносит прибыли.

Заменив A на P в формуле 6.1.10 и рассчитав будущую стоимость каждого платежа, показанного на рис. 6.5, получим следующее выражение для определения будущей стоимости для серии платежей:

$$F = A(1+i) + A(1+i)^2 + \dots + A(1+i)^{n-1}. \quad [6.1.12]$$

Продолжим преобразования; умножив обе части уравнения 6.1.12 на $(1+i)$, получим:

$$F(1+i) = A(1+i) + A(1+i)^2 + A(1+i)^3 + \dots + A(1+i)^n. \quad [6.1.13]$$

Вычтя уравнение 6.1.12 из 6.1.13, получим:

$$F(1+i) - F = A(1+i)^n - A. \quad [6.1.14]$$

Произведя дальнейшие упрощения, получим:

$$F[(1+i) - 1] = A[(1+i)^n - 1]. \quad [6.1.15]$$

В окончательном виде уравнение будет выглядеть следующим образом:

$$F = \frac{A[(1+i)^n - 1]}{i}. \quad [6.1.16]$$

Уравнение 6.1.16 представляет собой формулу начисления сложных процентов при серии платежей равными суммами и используется для определения будущей стоимости при ука-

занной схеме платежей. В этом уравнении член $A[(1+i)^n - 1]/i$ называют множителем начисления сложных процентов для серии платежей равными суммами, ниже он обозначается $F/A_{i,n}$.

Пример 6.3. Множитель начисления сложных процентов для серии платежей равными суммами. Если в конце каждого года в течение пяти лет класть на сберегательный счет 500 долларов под сложный процент в 5 % годовых, какова будет стоимость счета?

Решение.

Чтобы рассчитать F на основе исходной величины A (рис. 6.6), найдем в приложении значение коэффициента $A/P_{i,n}$ для нормы в 5 % годовых и пяти периодов начисления по сложным процентам и подставим соответствующие значения в формулу 6.1.3:

$$F = A \left[\frac{F}{A_{i,n}} \right] =$$

$$= \$500(5,52563) = \$2762,82.$$

Также будущую стоимость можно рассчитать по формуле 6.1.16 следующим образом:

$$F = \frac{A[(1+i)^n - 1]}{i} =$$

$$= \frac{\$500[(1+0,05)^5 - 1]}{0,05} = \$2762,82.$$

Текущая стоимость при серии платежей равными суммами

Это выражение называют формулой текущей стоимости при серии платежей равными суммами. Если использовать формулу эквивалентной стоимости для определения текущей стоимости (P) при серии платежей равными суммами (A) в конце каждого из (n) периодов



Рис. 6.7. Схема денежных потоков, отражающих текущую стоимость при серии платежей равными суммами

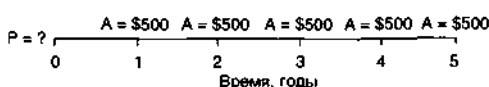


Рис. 6.8

начисления по сложным процентам при заданной норме процента на период (i), результат будет таким, как показано на рис. 6.7. Эту формулу можно применять для определения текущей стоимости ежегодной ренты, т. е. периодических фиксированных платежей в течение определенного временного интервала.

Чтобы вывести формулу текущей стоимости при серии платежей равными суммами, подставим выражение для F 6.1.16 в уравнение 6.1.10:

$$P(1+i)^n = \frac{A[(1+i)^n - 1]}{i} \quad [6.1.17]$$

Решим уравнение 6.1.17 относительно P :

$$P = \frac{A[(1+i)^n - 1]}{i(1+i)^n} \quad [6.1.18]$$

В формуле 6.1.18 член $[(1+i)^n - 1]/i(1+i)^n$ обычно называют множителем текущей стоимости при серии платежей равными суммами, ниже он обозначается $P/A_{i,n}$.

Пример 6.4. Множитель текущей стоимости при серии платежей равными суммами. Если в конце каждого года в течение пяти лет вносить на сберегательный счет 500 долларов под сложный процент в 5 % годовых, какова будет текущая стоимость этой суммы?

Решение.

Чтобы рассчитать P на основе исходной величины A (рис. 6.8), найдем в приложении значение множителя $F/A_{i,n}$ для нормы в 5 % годовых и пяти периодов начисления по сложным процентам и подставим соответствующие значения в формулу 6.1.3:

$$P = A \left[\frac{P}{A_{i,n}} \right] =$$

$$= \$500(4,32948) = \$2164,74.$$

Также будущую стоимость можно рассчитать по формуле 6.1.18 следующим образом:

$$P = \frac{A[(1+i)^n - 1]}{i(1+i)^n} =$$

$$= \frac{\$500[(1+0,05)^5 - 1]}{0,05(1+0,05)^5} = \$2164,74.$$

Будущая стоимость при серии платежей равными суммами

Это выражение называют формулой амортизационного фонда, оно является обратным формуле 6.1.16 начисления сложных процентов при серии платежей равными суммами и используется для определения размера периодических платежей равными суммами (A), необходимых для накопления определенной будущей итоговой денежной суммы (F) через определенное число периодов начисления по сложным процентам (i) при заданной норме процента на период (n). Формула может использоваться для определения суммы периодических платежей, необходимой для реализации программы сбережений или пенсионного фонда с целью получения определенной будущей итоговой денежной суммы:

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad [6.1.19]$$

В формуле 6.1.19 член $i/(1+i)^n$ обычно называют множителем амортизационного фонда, ниже он обозначается $A/F_{i,n}$.

Пример 6.5. Множитель амортизационного фонда. Какую сумму денег нужно вносить на сберегательный счет в конце каждого года в течение пяти лет под сложный процент в 5% годовых, чтобы на счету после последнего платежа оказалась сумма в 500 долларов?

Решение.

Чтобы рассчитать A на основе исходной величины F (рис. 6.9), найдем в приложении значение множителя $A/F_{i,n}$ для нормы в 5% годовых и пяти периодов начисления по сложным процентам и подставим соответствующие значения в формулу 6.1.3:

$$A = F \left[\frac{A}{F_{i,n}} \right] = \\ = \$500(0,18097) = \$90,49.$$

Также будущую стоимость можно рассчитать по формуле 6.1.19 следующим образом:

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] = \\ = 500 \left[\frac{0,05}{(1+0,05)^5 - 1} \right] = \$90,49.$$

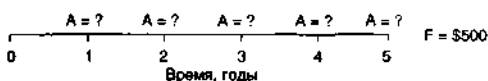


Рис. 6.9

Текущая стоимость при серии платежей равными суммами

Это выражение называют формулой окупаемости капитала, оно является обратным формуле 6.1.18 текущей стоимости при серии платежей равными суммами и используется для определения размера периодических платежей равными суммами (A) в конце каждого из определенного числа периодов начисления по сложным процентам (i) при заданной норме процента на период (n), которые необходимы для достижения заданной текущей итоговой денежной суммы (P). Эту формулу можно использовать для определения размера периодических платежей, необходимых для выплаты ссуды:

$$A = \frac{P[i(1+i)^n]}{[(1+i)^n - 1]} \quad [6.1.20]$$

В формуле 6.1.20 член $[i(1+i)^n]/[(1+i)^n - 1]$ обычно называют множителем амортизационного фонда, ниже он обозначается $A/P_{i,n}$.

Пример 6.6. Множитель окупаемости капитала. Какую сумму нужно выплачивать в конце каждого года, чтобы погасить заем в 500 долларов через пять лет, если он взят под 5% годовых (с ежегодным начислением сложных процентов)?

Решение.

Чтобы рассчитать A на основе исходной величины P (рис. 6.10), найдем в приложении значение множителя $A/P_{i,n}$ для нормы в 5% годовых и пяти периодов начисления по сложным процентам и подставим соответствующие значения в формулу 6.1.3:

$$A = P \left[\frac{A}{P_{i,n}} \right] = \\ = \$500(0,23097) = \$115,49.$$

Также будущую стоимость можно рассчитать по формуле 6.1.20 следующим образом:

$$A = \frac{P[i(1+i)^n]}{[(1+i)^n - 1]} = \\ = \frac{\$500[0,05(1+0,05)^5]}{[(1+0,05)^5 - 1]} = \$115,49.$$

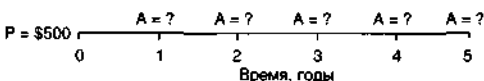


Рис. 6.10

Время начала, конца и середины периода (дисконтирование)

Во всех формулах начисления сложных процентов, приведенных выше, использовалось время конца периода. Но в зависимости от ситуации можно также использовать значения времени начала или середины периода. В следующем примере показано влияние этих временных допущений на процедуру определения стоимости.

Пример 6.7. Время начала, конца и середины периода (дисконтирование). Рассчитать текущую стоимость получения 500 долларов в начале пятого года, считая с текущего момента, если они помещены под 5 % годовых (с ежегодным начислением сложных процентов). Для тех же условий рассчитать текущую стоимость получения идентичной суммы в середине пятого года. И, наконец, рассчитать текущую стоимость получения двух платежей по 250 долларов, одного — в начале пятого года, а второго — в конце, при той же норме процента и сроках начисления. Сравнить результаты с текущим значением, рассчитанным в примере 6.2.

Решение.

См. рис. 6.11:

Шаг 1. Считая, что начало пятого года является концом четвертого года, подставим исходные данные в формулу 6.1.11:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} = \frac{\$500}{(1+0,05)^4} = \$411,35.$$

Шаг 2. Считая, что середина пятого года соответствует временному интервалу в 4,5 года относительно текущего момента, подставим исходные данные в формулу 6.1.11:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} = \frac{\$500}{(1+0,05)^{4,5}} = \$401,44.$$

Шаг 3. Сложим текущие стоимости, определенные для двух платежей в размере 250 долларов, подставим исходные данные в формулу 6.1.11:

$$P = \frac{\$250}{(1+0,05)^4} + \frac{\$250}{(1+0,05)^5} =$$



Рис. 6.11

$$= \$205,68 + \$195,88 = \$401,56.$$

В примере 6.2 текущая стоимость получения в конце пятого года 500 долларов, помещенных под 5 % годовых (с ежегодным начислением сложных процентов), была равна 391,76 долларов.

Результаты этого примера демонстрируют различия текущей стоимости при различных временных интервалах. Выбор надлежащего временного интервала для решения простой задачи по определению временной стоимости денег определяется временными рамками связанного денежного потока. Главное, о чем нужно помнить, это — значения времени расходов и прибылей в вычислениях должны как можно точнее соответствовать фактическим срокам соответствующих операций. Часто экономические оценки нефтяных месторождений выполняются по очень сложным алгоритмам, учитывающим инвестиции, доходы и поступления, относящиеся к различным моментам времени в течение года и распределенные по интервалам в несколько лет. Обычно неопределенности, связанные с точной оценкой сроков денежных потоков для относительно долгосрочных проектов или инвестиций, можно считать пренебрежимо малыми. Однако большинство используемых в нефтедобыче программных пакетов для экономической оценки предлагает пользователю возможность самостоятельно выбирать временные интервалы. Выбор временных ориентиров в середине или конце временного интервала (их чаще называют серединой или концом периода дисконтирования) не столь важен, как соблюдение единообразия в допущениях при выполнении экономических оценок, подлежащих сравнению или ранжированию. В большинстве компаний приняты правила, стандартизирующие такие допущения. Поэтому при выполнении оценки с использованием иных допущений это необходимо указать в примечаниях к результату.

Номинальные и эффективные нормы процента

Финансовые учреждения обычно приводят свои нормы процента к номинальному годовому базису и называют их «годовыми процентными ставками», или ГПС. Номинальную норму процента также часто используют как ставку-ориентир. Когда говорят, что платежи составляют 5 %, обычно имеют в виду именно годовую ставку. В данной главе номинальная норма процента (i_n) представляет собой годовую процентную ставку, или ГПС, и может использоваться для определения нормы процента на период (i) по следующей формуле, где m — число периодов начисления по сложным процентам в году:

$$i_n = i \times m. \quad [6.1.21]$$

Эффективная норма процента (i_e) позволяет точно определять годовую процентную ставку

по результатам m -кратных начислений за год. Формулу для расчета эффективной нормы процента можно вывести из формулы 6.1.10. Для этого присвоим будущей стоимости F соответствующие индексы, чтобы отличать эти переменные друг от друга. Предположим также, что сумма в P долларов была вложена под i процентов за период на срок в m периодов. Уравнение 6.1.10 примет вид:

$$F_1 = P(1+i)^m. \quad [6.1.22]$$

Если предположить, что сумма в P долларов была вложена под эффективную норму процента (i_e), то определив будущую стоимость (F_2) через один год, получим:

$$F_2 = P(1+i_e)^1. \quad [6.1.23]$$

Поскольку сумма P в обоих случаях одинакова, $F_2 = F_1$, тогда приравняв правые части формул 6.1.22 и 6.1.23:

$$(1+i_e)^1 = (1+i)^m. \quad [6.1.24]$$

Решив выражение относительно i_e , получим:

$$i_e = (1+i)^m - 1. \quad [6.1.25]$$

Пример 6.8. Номинальные и эффективные нормы процента — влияние частоты составляющих. Рассчитать эффективную норму процента (i_e) при номинальной норме в 5% при ежеквартальном, ежемесячном и ежедневном начислении процентов.

Решение.

Подставим исходные данные в формулу 6.1.25:

$$i_e = (1+i)^m - 1;$$

$$i_e \text{ при ежеквартальном начислении процентов} = (1 + 0,05/4)^4 - 1 = 0,050945 \text{ или } 5,0945\%;$$

$$i_e \text{ при ежемесячном начислении процентов} = (1 + 0,05/12)^{12} - 1 = 0,051162 \text{ или } 5,1162\%;$$

$$i_e \text{ при ежедневном начислении процентов} = (1 + 0,05/365)^{365} - 1 = 0,051267 \text{ или } 5,1267\%.$$

Как видно из примера 6.8, увеличение числа периодов начисления в году повышает эффек-

тивную процентную ставку. Однако в приведенном выше примере, повысив эффективную процентную ставку путем увеличения числа периодов начисления в году, мы тем самым уменьшаем доходы в терминах эффективных процентных ставок. Как оказалось, выполнение начислений чаще, чем ежемесячно, оказывает негативное влияние на большинство экономических оценок нефтяных месторождений.

Временная стоимость денег — влияние на анализ инвестиционных решений

Важно помнить, что экономическая эквивалентность подразумевает, что временная стоимость денег определяется согласованной нормой процента за период и что при этом условия держателю денег безразлично, когда получать платеж, в текущий момент или в будущем. Выше уже говорилось, что временная стоимость денег зависит от множества факторов и может различаться для разных физических лиц или компаний. На практике определение временной стоимости денег очень важно и может повлиять на результаты анализа инвестиционных решений, особенно при рассмотрении долгосрочных проектов. Следующий пример демонстрирует влияние различных норм процента за период на анализ инвестиционных решений.

Пример 6.9. Временная стоимость денег — влияние на анализ инвестиционных решений. Пусть нужно выбрать одну из двух схем платежей равными суммами: 500 долларов ежегодно в течение пяти лет (вариант А) или 250 долларов ежегодно в течение пятнадцати лет (вариант В). Какой вариант предпочтительнее, если временная стоимость денег определяется с учетом ставки в 5% годовых (с ежегодным начислением сложных процентов)? Изменится ли ваш выбор, если вы определите временную стоимость денег при другой процентной ставке (с ежегодным начислением сложных процентов), скажем, 10 или 15%?

Решение.

Найдем в приложении значения шести различных множителей $P/A_{i,n}$, соответствующих обеим сериям выплат равными суммами (рис. 6.12) для трех различных норм процента за период:

$$P/A_{5,5} = 4,32948; P/A_{10,5} = 3,79079; \\ P/A_{15,5} = 3,35216; P/A_{5,15} = 10,37966; \\ P/A_{10,15} = 7,60608; P/A_{15,15} = 5,84737.$$

Подставим найденные значения в формулу 6.1.3 и рассчитаем шесть значений текущей стоимости. Полученные результаты представлены в табл. 6.1.

Как показывают эти результаты, для нормы процента 5% вариант В может быть более предпочтительным, поскольку текущая временная стоимость денег в нем почти на 20% выше, чем в варианте А.

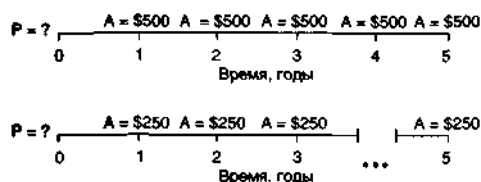


Рис. 6.12

Таблица 6.1

Вариант	A	n	P при i = 5% (\$)	P при i = 10% (\$)	P при i = 15% (\$)
A	500	5	2164,74	1895,40	1676,08
B	250	15	2594,92	1901,52	1461,84

Однако если временная стоимость денег точнее определяется нормой 10%, результаты обоих вариантов совпадают с точностью 1%, поэтому при выборе следует учитывать другие факторы. Если временная стоимость денег определяется нормой 15%, предпочтительнее может оказаться вариант А, поскольку в этом случае текущая стоимость в нем почти на 15% выше, чем для варианта В.

Хотя в примере 6.9 использованы упрощенные условия, он демонстрирует, почему на первый взгляд похожие физические лица или компании могут выбирать для одного и того же проекта различные экономические стоимости. На результат могут влиять не только различные затраты, прибыли и временные допущения, используемые при оценке различных сценариев, но и нормы процента, определяющие временную стоимость денег. Поскольку норма процента на период, применяемая в анализе инвестиционных решений, может определять стоимость ссуды, рентабельность инвестиций или минимальную норму прибыли, большинство компаний принимает инструкции, стандартизирующие эти допущения.

Анализ нормы прибыли

До этого момента при расчете эквивалентных стоимостей значение нормы процента за период (i) всегда задавалось изначально. Но бывают случаи, когда доходы и издержки известны, а норма процента за период — нет. В задачах такого типа норму процента за период часто называют нормой прибыли. Для решения таких задач выведем уравнение путем приравнивания друг другу известных количественных параметров и решим его относительно нормы прибыли методом подбора. Для наглядности возьмем пример 6.6 и изменим его следующим образом.

Пример 6.10. Норма прибыли. Какой сложный процент ежегодно начисляется на ссуду в 500 долларов, если заемщик требует погасить ее пятью выплатами в конце каждого года в равных суммах в размере 115,49 долларов?

Решение.

Чтобы рассчитать i при известных A и P (рис. 6.13), подставим известные величины в уравнение 6.1.3 и решим его относительно множителя $A/P_{i,n}$:

$$A = P \left[\frac{A}{P_{i,n}} \right] \$115,49 = \$500(A/P_{i,n});$$

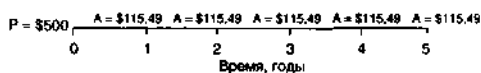


Рис. 6.13

$$A/P_{i,n} = \$115,49 / \$500 = 0,23098.$$

Найдем в приложении множитель $A/P_{i,n}$, равный 0,23098. Как и можно было ожидать, мы нашли множитель 0,23097 в таблице для нормы процента 5%. Это означает, что заемщик, вложивший деньги, удовлетворился нормой прибыли в 5%. Разница между значениями множителя $A/P_{i,n}$ 0,23097 и 0,23098 обусловлена округлением.

Часто расчетный множитель $A/P_{i,n}$ попадает между приведенными в приложении значениями. В этом случае норма прибыли определяется интерполяцией.

6.1.2. Методы оценки нефтяных месторождений

На практике широко используются четыре метода экономической оценки для расчета эквивалентных стоимостей различных инвестиционных схем: текущей стоимости, будущей стоимости, годовой стоимости и нормы прибыли. Хотя при правильном применении все эти методы приводят к одинаковому экономическому заключению, в данной главе подробно рассмотрены два метода экономической оценки, чаще других используемые в нефтедобыче: метод текущей стоимости и нормы прибыли. Два других метода, годовой стоимости и будущей стоимости, в типовых оценках нефтяных месторождений применяются редко и здесь не рассматриваются.

Метод текущей стоимости

Метод текущей стоимости часто называют методом чистой текущей (или приведенной) стоимости (NPV), или методом дисконтированных денежных потоков. В этом методе оцениваются положительные и отрицательные денежные потоки для инвестиционных схем с использованием вычислений текущей стоимости на основании аналитического метода систематической и количественной оценки всех экономических факторов, влияющих на ожидаемый экономический эффект инвестиций. Оценка инвестиционных схем методом чистой (приведенной) текущей стоимости осуществляется путем вычисления текущей стоимости всех будущих чистых денежных потоков и нахождения их суммы. Этот метод основан на понятии экономической эквивалентности, рассмотренном ранее в данной главе, и его результаты в значительной степени определяются нормой процента (которую обычно называют дисконтной ставкой), выбранной для определения временной стоимости денег. Вычисления методом

Таблица 6.2

Год	Чистый доход (\$×1000)	Прямые эксплуатационные расходы (\$×1000)	Капитальные затраты (\$×1000)	Чистый денежный поток по состоянию ВТАХ (\$×1000)
0			1500,0	-1500,0
1	1107,8	179,7	0,0	928,2
2	886,3	146,1	0,0	740,1
3	709,0	119,3	0,0	589,7
4	567,2	97,8	0,0	469,4
5	453,8	80,7	0,0	373,1
6	363,0	66,9	0,0	296,1
7	290,4	56,0	0,0	234,5
8	232,3	47,2	0,0	185,2
9	185,9	40,1	0,0	145,7
10	148,7	34,5	0,0	114,2
11	123,7	30,0	0,0	93,7
12	102,8	26,4	0,0	76,4
13	85,3	23,5	0,0	61,7
14	70,6	21,2	0,0	49,4
15	58,5	19,4	0,0	39,1
16	0,0	0,0	0,0	0,0
	5385,3	988,9	1500,0	2896,4

Таблица 6.3

Год	Чистый денежный поток по состоянию ВТАХ (\$×1000)	Множитель $P/F_{10,n}$	Дисконтированная чистая текущая стоимость при норме процента 10% (\$×1000)
0	-1500,0	1,00000	-1500,0
1	928,2	0,90909	843,8
2	740,1	0,82645	611,7
3	589,7	0,75131	443,1
4	469,4	0,68301	320,6
5	373,1	0,62092	231,7
6	296,1	0,56447	167,1
7	234,5	0,51316	120,3
8	185,2	0,46651	86,4
9	145,7	0,42410	61,8
10	114,2	0,38554	44,0
11	93,7	0,35049	32,8
12	76,4	0,31863	24,3
13	61,7	0,28966	17,9
14	49,4	0,26333	13,0
15	39,1	0,23939	9,4
16	0,0		
	2896,0		1527,8

чистой текущей (или приведенной) стоимости обычно выполняются по состоянию «до уплаты налогов» и «после уплаты налогов». Анализ инвестиционных решений методом чистой текущей стоимости проиллюстрирован на следующем примере.

Пример 6.11. Метод чистой текущей стоимости (NPV). Предположим, что имеется возможность пробурить нефтяную скважину за 1 500 000 долларов. Предполагаемые доходы и расходы, связанные со скважиной, за 16-летний период представлены в табл. 6.2. Что дает чистая текущая стоимость, дисконтированная с применением ставки 10%, по состоянию до уплаты налогов (ВТАХ NPV10) с точки зрения возможности инвестиций в указанную скважину?

Решение.

Найдем в приложении множители $P/F_{10,n}$ для периодов от 1 до 15 лет. Подставим в уравнение 6.1.3 значения денежных потоков до уплаты налогов (ВТАХ) (F) из табл. 6.2 для каждого временного интервала и соответствующие значения множителя $P/F_{10,n}$ из приложения. Повторим эту процедуру для каждого временного

интервала и сложим результаты. Правильные результаты приведены в табл. 6.3.

Метод нормы прибыли

Метод нормы прибыли чаще называют методом дисконтированных денежных поступлений окупаемости (DCFRROR). Широкое применение этого метода для вычисления рентабельности обусловлено тем, что в нем можно выполнять расчеты, не дожидаясь установления нормы прибыли или временной стоимости денег. Дисконтированные денежные поступления окупаемости (ROR) вычисляются дисконтированием денежных потоков, рассчитанных для инвестиционного варианта, пока сумма этих потоков не станет равной нулю. Как и при вычислениях чистой текущей стоимости (NPV), дисконтированные денежные поступления (ROR) обычно рассчитываются по состоянию «до уплаты налогов» и «после уплаты налогов». Анализ инвестиционных решений методом DCFRROR проиллюстрирован на следующем примере.

Пример 6.12. Дисконтированные денежные поступления окупаемости (DCFRROR). Рассчи-

тать дисконтированные денежные поступления окупаемости по состоянию до уплаты налогов (BTAX DCFROR) для схемы инвестиций в нефтяную скважину по примеру 6.11.

Решение.

Методом подбора определим дисконтную ставку, при которой сумма будущих чистых денежных потоков равна нулю; как видно из табл. 6.4, эта ставка приблизительно равна 41,5%.

6.2. Определения и классификация запасов

Чтобы какие-либо источники углеводородов можно было классифицировать как запасы, они должны отвечать двум основным критериям. Во-первых, их добыча должна быть физически возможной. Во-вторых, их добыча должна быть экономически целесообразной. Если источники углеводородов отвечают этим двум критериям, они далее классифицируются в соответствии с потребностями или требованиями, накладываемыми владельцем запасов.

Таблица 6.4

Год	Денежный поток по стоимости BTAX (\$ × 1000)	Дисконтированная чистая текущая стоимость при норме процента 10% (\$ × 1000)	Дисконтированная чистая текущая стоимость при дисконтной ставке 41,5% (\$ × 1000)
0	-1500,0	-1500,0	-1500,0
1	928,2	843,8	655,9
2	740,1	611,7	369,6
3	589,7	443,1	208,1
4	469,4	320,6	117,1
5	373,1	231,7	65,8
6	296,1	167,1	36,9
7	234,5	120,3	20,6
8	185,2	86,4	11,5
9	145,7	61,8	6,4
10	114,2	44,0	3,5
11	93,7	32,8	2,1
12	76,4	24,3	1,2
13	61,7	17,9	0,7
14	49,4	13,0	0,4
15	39,1	9,4	0,2
16	0,0	0	0
	2896,4	1527,8	0,0

Например, частной независимой нефтегазовой компании может понадобиться определить свои запасы в соответствии с требованиями владельцев или финансовых учреждений, с которыми она заключила сделки. Но если нефтегазовая компания выпустила акции, открыто продающиеся на бирже, она должна будет классифицировать свои запасы в соответствии с критериями, установленными регулятивными органами фондового рынка.

Многие из терминов, используемые различными организациями, связанными с классификацией и определением запасов, совпадают. Однако определения самих терминов могут различаться. Поэтому важно, чтобы эксперт по оценке запасов понимал, какие определения запасов подходят для оценки, и строго применял эти определения.

В данной главе мы рассмотрим определения, опубликованные тремя организациями, осуществляющими классификацию и определение запасов. Две такие организации, World Petroleum Congress (Всемирный нефтяной конгресс) и Society of Petroleum Engineers (Общество инженеров-нефтяников), используют одинаковые определения. Третья организация — регулирующий орган, Securities and Exchange Commission (SEC — Комиссия по ценным бумагам и биржам), помимо прочего, определяет указанные термины для компаний, акции которых продаются на биржах в США. Существуют также и другие широко распространенные определения, которые также достойны рассмотрения, но не включены в данную главу из-за недостатка места.

6.2.1. World petroleum congress/ Society of petroleum engineers

World Petroleum Congress (Всемирный нефтяной конгресс) и Society of Petroleum Engineers (Общество инженеров-нефтяников) независимо друг от друга в конце 1980-х гг. опубликовали ряд аналогичных определений запасов. В сотрудничестве друг с другом эти организации разработали и приняли в марте 1997 г. единый пакет определений, который может использоваться в любой точке мира и рассчитан на исключение определенной субъективности, которая обычно имеет место при оценке запасов, а также на предоставление критериев для их сравнения. Общество Society of Petroleum Engineers (Общество инженеров-нефтяников) дает следующие определения.

Доказанные запасы (WPC/SPE)

Под доказанными запасами понимают такие количества нефти (газа), которые на основе анализа геологических или инженерно-технических данных можно с приемлемой достоверностью оценить как запасы промышленного значения в известных пластах, относительно определенного будущего срока, при текущей экономической ситуации, методах

разработки и государственном регулировании. Доказанные запасы можно классифицировать как разработанные и неразработанные.

При использовании детерминированных методов термин «приемлемая достоверность» выражает большую степень уверенности в том, что эти запасы будут извлечены. При использовании вероятностных методов должно существовать, как минимум, 90 % вероятности того, что фактически извлекаемые объемы больше или равны оценочным данным.

Определение текущей экономической ситуации включает в себя соответствующие исторические цены на нефть (газ) и связанные затраты, а также может включать период усреднения, согласующийся с целью оценки запасов, надлежащими контрактными обязательствами, корпоративными процедурами и государственным регулированием, относящимися к документированию указанных запасов.

В общем случае запасы считаются доказанными, если промышленное значение пласта подтверждено фактическими показателями разработки или его испытаниями. В этой связи термин «доказанные» относится к фактическим объемам запасов нефти, а не только к производительности скважины или пласта. В некоторых случаях доказанные запасы могут подтверждаться каротажными диаграммами или данными анализа кернов, указывающими, что рассматриваемый пласт является нефтегазоносным и по характеристикам аналогичен расположенным на том же участке пластам, которые либо являются добывающими, либо способны к осуществлению добычи по данным испытаний. Площадь пласта считается достоверной (доказанной), если она подтверждена следующими методами:

- границы площади установлены бурением и определены поверхности контактов флюидов, если есть;
- участки пласта, не содержащие пробуренных скважин, могут достоверно считаться имеющими промышленное значение на основании полученных геологических и инженерно-технических данных.

В отсутствии данных о поверхности контактов между флюидами подтвержденные границы определяются наиболее низкой точкой, в которой выявлено наличие углеводородов, если точные геологические и инженерно-технические данные или технологические показатели разработки не подтверждают иное.

Запасы могут классифицироваться как доказанные, если оборудование для переработки и транспортировки этих запасов на рынок работоспособно на момент оценки или если имеются достаточные основания считать, что такое оборудование будет смонтировано. Запасы на неразработанных участках могут классифицироваться как доказанные неразработанные при следующих условиях:

- эти участки имеют связь со скважинами, подтвердившими промышленное значение рассматриваемого пласта;
- имеются достаточные основания считать, что такие участки находятся в известных подтвержденных границах нефтегазоносной зоны рассматриваемого пласта;
- участки соответствуют существующим требованиям к расстояниям между скважинами;
- имеются достаточные основания считать, что такие участки будут разработаны. Запасы, находящиеся во всех прочих участках, классифицируются как доказанные неразработанные, только если геологические и инженерно-технические данные для скважины позволяют с достаточным основанием утверждать, что пласт является латерально непрерывным и содержит промышленные количества нефти на участках, соединенных с рассматриваемыми участками непосредственно.

Запасы, для извлечения которых требуется использовать методы повышения отдачи пластов с признанной эффективностью, включаются в классификацию доказанных запасов при следующих условиях:

- успешные испытания в ходе реализации опытного проекта или положительные результаты программы, апробированной в таком же или аналогичном пласте с близкими характеристиками породы и флюидов, подтверждают данные анализа, лежащего в основе проекта;
- или имеются достаточные основания утверждать, что проект будет выполнен успешно. Запасы, для извлечения которых требуется использовать методы повышения (флюидо) пластоотдачи, эффективность которых только планируется подтвердить в ходе успешного промышленного применения, включаются в классификацию доказанных запасов при следующих условиях:
 - после получения положительных результатов промышленного использования в рассматриваемом пласте в рамках (а) опытно-промышленной или (б) апробированной программы, подтверждающих данные анализа, лежащего в основе проекта;
 - или имеются достаточные основания утверждать, что проект будет выполнен успешно.

Недоказанные запасы (WPC/SPE)

Для классификации запасов как недоказанных применяются те же геологические или инженерно-технические данные, что и для подтверждения достоверности запасов, но принимаются во внимание технические, контрактные, экономические или регулятивные неопределенности, которые не позволяют

классифицировать такие запасы как доказанные. Недоказанные запасы могут классифицироваться как вероятные и возможные.

Недоказанные запасы можно оценить, считая будущие экономические условия отличными от условий, преобладающих на момент оценки. Потенциальное улучшение экономических условий и совершенствование технологий в будущем можно учесть, отнеся соответствующие запасы к категории вероятных и возможных.

Вероятные запасы (WPC/SPE)

Под вероятными понимают те недоказанные запасы, которые в соответствии с результатами анализа геологических или инженерно-технических данных с большой долей вероятности могут являться извлекаемыми. То есть результаты вероятностных методик должны подтверждать, как минимум, 50 % вероятности того, что фактически извлекаемые объемы больше или равны сумме рассчитанных подтвержденных и вероятных запасов. В общем случае к вероятным запасам могут быть отнесены:

- запасы, для классификации которых как доказанных поверхностных методов недостаточно, но, как предполагается, это будет подтверждено бурением оконтуривающих скважин;
- запасы в пластах, которые на основе коротких диаграмм с большой долей вероятности можно отнести к продуктивным, но для которых отсутствуют данные анализа керна или определительных испытаний на продуктивность и которые не имеют аналогии по продуктивности на данном участке;
- прирост запасов, обусловленный уплотняющим бурением, который мог быть классифицирован как доказанный, если бы на момент оценки запасов скважины были размещены ближе друг к другу;
- запасы, которые могли бы быть извлечены с использованием методов повышения пластоотдачи и признанными вследствие многократного успешного промышленного использования, при условии, что (а) проект или эксперимент планируется, но еще не реализован, и (б) характеристики породы, флюида или пласта представляются благоприятными для промышленной разработки;
- запасы на участке пласта, по всей видимости, отделенном от участка доказанных запасов непроницаемым сбросом, если геологические интерпретации показывают, что рассматриваемый участок расположен выше по структуре относительно участка доказанных запасов;
- запасы, которые могли бы быть извлечены в результате будущих ремонтных работ, вскрытия, повторного вскрытия скважины, замены оборудования или иных технических процедур, для которых нет сведений об

успешном применении для скважин с похожим поведением в аналогичных пластах;

- прирост запасов в исследованных пластах, для которых альтернативная интерпретация показателей разработки или объемных характеристик пласта позволяет предположить, что фактический объем запасов больше установленного и при его подтверждении запасы могут классифицироваться как доказанные.

Возможные запасы (WPC/SPE)

К возможным относят те недоказанные запасы, для которых анализ геологических и инженерно-технических данных позволяет предположить, что вероятность их извлечения меньше, чем для вероятных запасов. То есть результаты вероятностных методик должны подтверждать, как минимум, 10 % вероятности того, что фактически извлекаемые объемы больше или равны сумме рассчитанных подтвержденных, вероятных и возможных запасов.

В общем случае к возможным запасам могут быть отнесены:

- запасы, которые на основе геологических интерпретаций теоретически могут существовать за пределами участков, классифицированных как вероятные;
- запасы в пластах, которые по данным коротких диаграмм и анализа кернов представляются нефтеносными, но для которых не определена возможность добычи в промышленных масштабах;
- прирост запасов, обусловленный уплотняющим бурением, для которого сохраняется неопределенность технических показателей;
- запасы, которые могли бы быть извлечены методами, обеспечивающими повышенную пластоотдачу, при условии что (а) проект или эксперимент планируется, но еще не реализован и (б) характеристики породы, флюида или пласта дают основание сомневаться в возможности его промышленной разработки;
- запасы на участке пласта, по всей видимости, отделенном от участка доказанных запасов непроницаемым сбросом, если геологические интерпретации показывают, что рассматриваемый участок расположен ниже по структуре относительно участка доказанных запасов.

Категории статуса запаса (WPC/SPE)

Категории статуса запаса определяют состояние разработки и эксплуатации скважин и пластов.

Разбуренные запасы

Разбуренными называют запасы, которые предполагается извлечь с помощью уже существующих скважин, куда же относятся за-

трубные (не вскрытые перфорацией) запасы. Запасы, для извлечения которых требуется использовать методы повышения пластоотдачи, считаются разбуренными, только если необходимое для этого оборудование уже установлено или затраты на эту операцию относительно невелики. Разбуренные запасы также могут подразделяться на разрабатываемые и неразрабатываемые.

Разрабатываемые запасы подразделяются на запасы, которые предполагается извлечь из вскрытых интервалов заканчивания скважин, и на запасы, разрабатываемые на момент оценки. Запасы, для извлечения которых требуется использовать методы повышения пластоотдачи, считаются разрабатываемыми только после начала применения таких методов. Неразрабатываемые запасы подразделяются на простаивающие и затрубные (не вскрытые перфорацией) запасы. Простаивающие запасы предполагается извлечь из:

- интервалов заканчивания, которые вскрыты на момент оценки, но разработка которых еще не начата;
- скважин, которые были закрыты в связи с неблагоприятной ситуацией на рынке или отсутствием трубопроводов;
- скважин, эксплуатация которых невозможна по техническим причинам. Затрубные (не вскрытые перфорацией) запасы — запасы, которые планируется извлечь из зон, связанных с существующими скважинами, но до начала извлечения которых требуется выполнить дополнительные работы по перфорации или повторной перфорации скважины.

Неразбуренные запасы

Неразбуренными называют запасы, которые предполагается извлечь:

- из новых скважин на еще неразбуренных участках месторождения;
- путем углубления существующих скважин до другого нижележащего пласта;
- или в условиях значительных расходов на (а) повторную перфорацию существующих скважин или (б) монтаж оборудования для первичной добычи или транспортировки в рамках проектов первичной добычи или добычи с использованием методов повышения пластоотдачи.

6.2.2. Securities and exchange commission (SEC — Комиссия по ценным бумагам и биржам)

Правила, регламентирующие работу рынка ценных бумаг в США, основаны на простой концепции: все инвесторы должны иметь доступ к определенной базовой информации о ценных бумагах перед их приобретением. С этой целью SEC разработала определения

и правила, согласно которым открытые акционерные компании должны обнародовать важную финансовую и прочую информацию. Применительно к открытым акционерным нефтегазовым компаниям, характеристики запасов считаются «важной» информацией, которая должна публиковаться в соответствии с определениями SEC. Поскольку SEC требует публиковать сведения только о доказанных запасах, определения этой комиссии относятся только к запасам этой категории. Все прочие запасы классифицируются как недоказанные. Приведенные ниже определения взяты из Правил SEC Regulation 210.4-10, Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities (Принципы бухгалтерского учета в нефтегазодобывающих компаниях), составленных в соответствии с Федеральным законодательством о ценных бумагах и законом об энергетической политике и энергосбережении (Energy Policy and Conservation Act) от 1975 г.

Доказанные запасы (SEC)

Доказанными запасами нефти и газа называют расчетные количества сырой нефти, природного газа и природных газоконденсатов, которые, согласно геологическим и инженерно-техническим данным, с высокой степенью определенности могут быть извлечены из известных пластов при существующих экономических и эксплуатационных условиях, т. е. при эксплуатационных затратах и рыночных ценах, установленных на момент оценки. Действующие цены при оценках могут изменяться только в соответствии с контрактными соглашениями, но не в рамках увеличения в соответствии с возможными в будущем рыночными условиями.

1) Запасы считаются доказанными, если экономическая рентабельность их извлечения подтверждается либо фактическими показателями их разработки, либо данными опробования пласта. Площадь пласта считается достоверной, если она подтверждена следующими методами:

- границы участка установлены бурением и определены границами раздела (контакта) газ—нефть или нефть—вода;
- экономическая рентабельность разработки непосредственно прилегающих к ним еще не разбуренных участков подтверждается имеющимися геологическими и инженерно-техническими данными. В отсутствие информации о поверхностях контакта флюидов нижняя доказанная граница пласта устанавливается по самой нижней известной точке нахождения углеводородов.

2) Запасы, для рентабельного извлечения которых требуются методы повышения пластоотдачи (например, закачка жидкостей), включают в категорию доказанных

после подтверждения данными инженерно-технического анализа, полученными в ходе успешных испытаний в рамках опытного проекта или по результатам апробированной программы.

3) При оценке доказанных запасов не учитывается следующее:

- нефть, которая может быть извлечена из известного пласта, но классифицируется отдельно как предполагаемые дополнительные запасы;
- сырая нефть, природный газ и природные газоконденсаты, для которых геологические данные, характеристики пласта или экономические факторы дают основание сомневаться в рентабельности их извлечения;
- сырая нефть, природный газ и природные газоконденсаты, которые могут находиться в неразбуренных участках месторождения;
- сырая нефть, природный газ и природные газоконденсаты, которые могут быть извлечены из нефтяных сланцев, угля, гильсонита и аналогичных источников.

Доказанные разбуренные запасы (SEC)

Доказанные разбуренные запасы нефти газа — запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин с применением имеющегося оборудования и методов эксплуатации. Дополнительные объемы нефти и газа, для добычи которых помимо естественных механизмов и режимов первичной добычи предполагается использовать закачку флюида или другие технологии, обеспечивающие повышение пластоотдачи, можно отнести к доказанным разбуренным запасам, только если успешные испытания в рамках опытного проекта или результаты апробированной программы подтвердят возможность достижения ожидаемого повышения пластоотдачи.

Доказанные неразбуренные запасы (SEC)

Доказанные неразбуренные запасы нефти газа — запасы, которые предполагается извлечь из новых скважин на неразбуренном участке или из существующих скважин при условии, что их повторное вскрытие перфорацией потребует относительно небольших расходов. Запасы на неразбуренном участке ограничиваются теми отклонениями от продуктивных участков, при бурении которых имеются достаточные основания считать их нефтегазоносными. Доказанные запасы для других неразбуренных участков признаются таковыми, только когда можно с уверенностью подтвердить неразрывность их нефтегазоносности с существующим добывающим пластом. Ни при каких условиях не допускается классифицировать запасы на каком-либо участке, для извлечения которых предполагается использовать закачку флюида или другие технологии, обеспечивающие

повышение пластоотдачи, как доказанные неразбуренные, если указанные методы не подтвердили свою эффективность в ходе эксплуатационных испытаний на данном участке и в этом же пласте.

6.3. Принципы бухгалтерского учета

Методы ведения бухгалтерского учета в нефтегазодобыче определяются регулирующими подведомственными налоговыми органами. Например, в США Конгресс провел законы, устанавливающие ставки федерального налогообложения и методы ведения бухгалтерского учета, которые определяют облагаемые и не облагаемые налогом доходы от месторождения нефти и газа. Аналогично, соответствующие законодательные органы установили региональные и местные ставки налогообложения в нефтегазодобыче. Налоговое управление США (Internal Revenue Service) и региональные и местные налоговые органы контролируют применение этих законов. Методы ведения бухгалтерского учета, предписанные этими законами и отслеживаемые Налоговым управлением США, обычно основаны на так называемых общепринятых принципах бухгалтерского учета (Generally Accepted Accounting Principles, GAAP), опубликованного в США Советом по стандартам финансового учета (Financial Accounting Standards Board, FASB). Различные стандарты GAAP используются по всему миру и могут существенно различаться. В соответствии с действующим законодательством и стандартами GAAP, налоговые органы США признают, что часть доходов, которые приносит месторождение, идет на возмещение инвестированного капитала, часть доходов идет на покрытие издержек, связанных с эксплуатацией или обслуживанием инвестиций, а часть доходов считается прибылью. Эти различия очень важны, поскольку, скажем, в США предприниматели платят налог только с той части доходов, которая является прибылью. Определить, какая часть годового дохода, приносимого месторождением, считается прибылью, а какую часть можно рассматривать как возмещение вложенных средств или издержек, может быть очень сложно и зависит от позиции налогового органа. Мы не ставим задачи исследовать особенности требований какого-либо одного налогового органа. Однако важно рассмотреть основную терминологию и связанные с ней определения, широко используемые в отрасли; это поможет понять их применимость для экономических оценок нефтяных месторождений и анализа инвестиционных решений.

В принятой в нефтедобыче практике бухгалтерского учета различают два вида затрат: капитальные затраты и эксплуатационные затраты. Капитальные затраты направлены на приобретение собственности, которая в будущем может приносить доход. Примерами являются покупка

земли, оборудования, бурение скважин или монтаж оборудования для бурения скважин. Активы этого типа способны приносить прибыль в будущем уже после отчетного периода, в котором они были приобретены, построены или введены в эксплуатацию. Капитальными называют активы, находящиеся в собственности частного лица или компании.

Эксплуатационные затраты направлены на товары и услуги, которые используются в течение того отчетного периода, в котором они были приобретены и могут приносить доход только в течение этого периода. Примером эксплуатационных затрат являются расходы на оплату труда, электроэнергии, расходных материалов, обеспечивающих непрерывную работу, и пр. Эти расходы способны приносить прибыль только в течение того отчетного периода, в котором они были понесены.

Главное, что нужно помнить в отношении капитальных и эксплуатационных расходов, это то, что они вычитаются из доходов, полученных за тот период, в котором были понесены. При этом вычитается только часть капитальных расходов. Возмещение оставшейся части капитальных расходов относится на доходы будущих отчетных периодов в соответствии с правилами, установленными регулирующими налоговыми органами. В следующем подразделе приводятся термины и определения, связанные с методами бухгалтерского учета амортизации капитальных затрат.

6.3.1. Амортизация материальных и нематериальных активов и природных ресурсов (DD&A)

Под амортизацией понимают общепринятый в бухгалтерии прием для компенсации инвестиционных расходов на «основные» или, как их часто называют, «материальные» активы в нефтегазовом секторе. Суть основных или материальных активов полностью отражена в их названии: материальность выражается в том, что их, как правило, можно увидеть или потрогать. К материальным активам относят такие позиции, как трубы и трубопроводы нефтепромыслового сортамента, оборудование устья скважины, насосное оборудование, оборудование резервуаров и резервуарного парка, строения, автомобили и пр. Затраты на материальные активы считаются инвестиционным капиталом, и их можно возмещать из доходов от месторождения за текущий и будущие отчетные периоды. Норма возмещения обычно устанавливается налоговым органом, исходя из предполагаемого срока эксплуатации актива. Однако в некоторых юрисдикциях при определенных обстоятельствах норма возмещения определяется по льготной схеме ускоренной амортизации. Важно помнить следующие моменты. Во-первых, налоговый орган устанавливает различные нормы возмещения или схемы амортизации в зависимости от типа ма-

териального оборудования на основе его срока службы, который может не совпадать с фактическим сроком эксплуатации месторождения. Во-вторых, налоговые органы время от времени изменяют нормы амортизации, в результате чего схемы амортизации однотипных материальных активов могут не совпадать. Причины установления различных схем амортизации могут быть различны, но, как правило, это связано с изменениями налогового законодательства и соответствующим временем приобретения или ввода в эксплуатацию актива. С точки зрения предпринимателя важно разбираться в применимых схемах амортизации.

Понятие амортизации можно применить и к природным ресурсам, в том числе к запасам нефти и газа. В этом случае вместо термина «амортизация» используют термин «истощение». Под истощением понимают метод бухгалтерского учета возмещения затрат, связанный со стоимостью природных ресурсов. Примерами являются затраты, связанные с арендным бонусом или стоимостью приобретения месторождений нефти и газа в дополнение к амортизации оборудования (материальных активов). Возмещение стоимости природных ресурсов обычно связывается с их предполагаемой продолжительностью эксплуатации.

В отношении нематериальных активов также используется термин «амортизация». Нематериальные расходы могут быть связаны, например, с монтажом или строительством материальных активов: затраты на буровую установку, оплата труда подрядчиков или консультантов по таким работам и услугам, как бурение или заканчивание скважин, цементирование, каротаж, отбор кернов, испытания и опробование, аренда оборудования и пр. Как и для материальных активов и природных ресурсов, налоговые органы устанавливают схемы амортизации нематериальных активов.

Обобщенно амортизацию материальных и нематериальных активов и природных ресурсов называют термином DD&A. В данной главе для обозначения всех трех понятий мы будем использовать термин «амортизация». Как говорилось выше, предприниматель должен разбираться в амортизационных схемах амортизации, связанных с месторождениями, поскольку амортизационные расходы обычно вычитаются из суммы доходов при расчете федеральных, региональных и местных налогов или учитываются как расходы во внешнеэкономических сделках, например, в договорах о доле в распределении продукции.

6.3.2. Схемы амортизации

Как говорилось выше, капитальные расходы, связанные с нефтегазодобычей, возмещаются (амортизируются или списываются) за счет текущих и будущих доходов. Сумма, возмещенная за отчетный период, зависит от схемы возмещения, которую часто называют схемой

амортизации. В данной главе рассмотрены четыре схемы амортизации для возмещения капитальных расходов. Две такие схемы классифицируются как методы ускоренной амортизации. Четвертая схема зависит от метода бухгалтерского учета, выбранного компанией, владеющей активами.

Метод равномерного списания (SL)

Этот метод амортизации, который считается наиболее простой схемой, предусматривает равномерное списание капитальных затрат в течение всего срока службы актива. Например, актив, не имеющий остаточной стоимости по завершении четырехлетнего периода полезного использования, позволяет владельцу ежегодно в течение четырех лет списывать с суммы дохода $1/4$ (25 %) стоимости актива. Схемы равномерного списания затрат часто используются во внешнеэкономических сделках, при этом амортизация устанавливается в виде годовой процентной ставки, например 25 % в год. В этом случае ежегодно в течение четырех лет возмещаются 25 % расходов.

Пример 6.13. Равномерная амортизация. Рассчитать схему амортизации для актива стоимостью 500 долларов с использованием метода равномерного списания (SL), считая, что срок полезного использования равен 5 годам.

Решение.

Разделив 500 на пять, получим по 100 долларов ежегодно в течение пяти лет.

Метод двойного уменьшения остатка (DDB)

В этой схеме ускоренного списания ставка амортизации на капитальные расходы вдвое превышает ставку в методе равномерного списания. При использовании метода DDB к остаточной (неисписанной) стоимости актива применяется ставка амортизации, удвоенная по сравнению с методом равномерного списания. Например, со стоимости актива, рассчитанного на четырехлетний срок службы, по схеме DDB в первый год списывается 50 %. Остаточная стоимость актива во второй год составит 50 % от начальной величины и при допустимой амортизации в 50 % с последней дополнительно списывается 50 % от 50 % или 25 %. Остаточная стоимость актива в третий год составит 25 % от начальной величины, таким образом, в этот период с последней дополнительно списывается 50 % от 25 % или 12,5 %. Остаточная стоимость актива в четвертый год составит 12,5 % от начальной величины, таким образом, в этот период с последней дополнительно списывается 50 % от 12,5 % или 6,25 %.

Пример 6.14. Амортизация методом двойного уменьшения остатка. Рассчитать схему амортизации для актива стоимостью 500 долларов с использованием метода двойного уменьшения остатка (DDB), считая, что срок полезного использования равен 5 годам.

Решение.

При равномерном списании (SL) ставка

амортизации для срока полезного использования в 5 лет составляет $1/5$ или 20 %. Таким образом, ставка амортизации в методе двойного уменьшения остатка (DDB) составляет 40 % (2×20 %). В первый год списывается 40 % от стоимости в 500 долларов, или 200 долларов. Остаточная стоимость на второй год равна 300 ($500 - 200$) долларов, поэтому во второй год списывается еще 40 % от стоимости в 300 долларов, или 120 долларов. Остаточная стоимость на третий год равна 180 ($500 - 200 - 120$) долларов, поэтому в третий год списывается еще 40 % от стоимости в 180 долларов, или 72 доллара. Остаточная стоимость на четвертый год равна 108 ($500 - 200 - 120 - 72$) долларов, поэтому в четвертый год списывается еще 40 % от стоимости в 108 долларов, или 43,20 долларов. Остаточная стоимость на пятый год равна 64,80 ($500 - 200 - 120 - 72 - 43,20$) долларов, поэтому в пятый год списывается еще 40 % от стоимости в 64,80 долларов, или 25,92 долларов. Обратите внимание, что остаточная стоимость в 38,88 долларов не возмещается.

Метод амортизации по сумме числа лет срока полезного использования (SYD)

Еще один метод ускоренной амортизации, SYD, основан на использовании величин, обратных сумме порядковых номеров каждого года, составляющего срок полезного использования актива. Например, пусть списание актива осуществляется за четыре года, цифры, обозначающие порядковые номера каждого года: 1, 2, 3 и 4 в сумме дают 10. Поскольку метод SYD основан на шкале обратных величин, норма амортизации за первый год составит $4/10$ (40 %) от стоимости актива, за второй год — $3/10$ (30 %), за третий год — $2/10$ (20 %) и за четвертый год — $1/10$ (10 %).

Пример 6.15. Амортизация по сумме числа лет срока полезного использования (SYD). Рассчитать схему амортизации для актива стоимостью 500 долларов с использованием метода SYD, считая, что срок полезного использования равен 5 годам.

Решение.

Сумма порядковых номеров лет равна 15 ($1 + 2 + 3 + 4 + 5$). Таким образом, норма амортизации за первый год составит $5/15$ (33,33 %) от стоимости актива в 500 долларов, или 166,67 долларов. Нормы амортизации за оставшиеся годы (2, 3, 4 и 5) равны $4/15$ (26,67 %), $3/15$ (20 %), $2/15$ (13,33 %) и $1/15$ (6,67 %), соответственно. Итак, схема амортизации за годы 2, 3, 4 и 5 будет выглядеть следующим образом: 133,33; 100; 66,67 и 33,33 долларов соответственно.

Метод единиц продукции

Этот метод амортизации капитальных затрат, применяемый в нефтегазодобыче, связан с методикой бухгалтерского учета, выбранной компанией, которая владеет активом. Подробное обсуждение приводится ниже в данном

разделе в связи с описанием различных методов бухгалтерского учета. Списание методом единиц продукции осуществляется по следующей формуле:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Амортизация} \\ \text{за период} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Неамортизированная} \\ \text{стоимость на конец периода} \end{array} \right] \times \frac{\text{Объем добычи за период}}{\text{Запасы на начало периода}} \quad [6.3.1]$$

Неамортизированная стоимость на конец периода равна разности между общими капитальными затратами на конец текущего периода и накопленной амортизацией за предыдущие периоды. Запасы на начало периода определяются как сумма оцененных остаточных извлекаемых запасов на конец текущего периода и добычи за текущий период, такой алгоритм позволяет учесть изменения запасов, определенные за текущий период.

Когда амортизация определяется на основе запасов нефти и газа, расчет осуществляется с использованием суммы энергетических эквивалентов для нефти и газа. Хотя определение эквивалентного энергосодержания нефти и газа дает более точные результаты, допустимо также применять общее приближение, согласно которому один баррель нефти эквивалентен 6000 куб. фут (6 тыс. куб. фут) газа.

Пример 6.16. Амортизация методом единиц продукции. Общие капитальные затраты на конец периода равны 1 500 000 долларов, накопленная амортизация за предыдущие периоды равна 500 000 долларов, оцененные остаточные извлекаемые запасы на конец текущего периода составляют 440 000 БОЕ (баррели нефтяного эквивалента), а добыча за текущий период равняется 60 000 БОЕ. Рассчитать амортизацию за текущий период, используя метод единиц продукции.

Решение.

$$\text{Амортизация за период} = (\$1\,500\,000 - \$500\,000) \times 60\,000 / (440\,000 + 60\,000) = \$120\,000.$$

6.3.3. Бухгалтерский учет методом успешных усилий и полной стоимости

Компании, выбравшие для бухгалтерского учета метод успешных усилий и метод полной стоимости, при идентичной деятельности могут указывать в отчетах существенно различающиеся суммы поступлений, прибыли на собственный капитал и остаточной стоимости основного капитала. Основное различие между этими двумя методами связано с размером и использованием центров затрат, капитальных затрат на поисково-разведочные работы и определением амортизации методом единиц продукции. Эти расхождения обусловлены различными подходами к определению типа капиталовложений, определяющего рост. В методе полной стоимости взят подход, исполь-

зуемый при учете исследований и разработок, при котором считается, что рост компании определяется всеми капитальными затратами, независимо от их успешности. Этот метод предпочтительнее для небольших нефтегазодобывающих компаний, владеющих несколькими крупными независимыми активами. Бухгалтерский учет методом успешных усилий, наоборот, подразумевает, что рост компании определяется только капиталом, вложенным в успешные проекты. Этот метод учета предпочитает комиссия SEC, и он используется всеми крупными интегрированными нефтегазодобывающими компаниями.

Центры затрат

Учет методом успешных усилий позволяет объединить в общую геологическую структуру подтвержденные или достоверные свойства с целью создания центров затрат и вычисления амортизации. Поскольку описание геологической структуры может выполняться на субъективной основе, определение центров затрат также может включать субъективные факторы. Большинство компаний, ведущих учет методом успешных усилий, определяет свои центры затрат методом группировки затрат по скважинам, участкам, пластам или месторождениям.

Учет методом полной стоимости требует, чтобы центры затрат устанавливались по территориальному принципу, за исключением тех редких случаев, когда компания приобретает значительные по стоимости месторождения с существенно более коротким сроком эксплуатации по сравнению с суммарной продолжительностью эксплуатации центра затрат. В результате все затраты на разведку, разработку и приобретение, связанные с нефтегазодобычей на определенной территории, при расчете амортизации суммируются.

Затраты на поисково-разведочные работы

Бухгалтерский учет методом успешных усилий позволяет учесть капитальные затраты на поисково-разведочные работы, приведшие к открытию месторождений нефти и газа промышленных масштабов. Все прочие затраты на поисково-разведочные работы списываются или относятся в убыток, поскольку они не принесли никакой прибыли. Например, при учете методом успешных усилий все затраты на бурение сухих (непродуктивных) разведочных скважин относятся на убытки за тот период, в котором они были понесены.

Учет методом полной стоимости, с другой стороны, позволяет определить все капитальные затраты на поисково-разведочные работы независимо от результата, поскольку считается, что эти действия вносят вклад в конечную добычу запасов. В итоге при учете методом полной стоимости не требуется определять прямую зависимость между понесенными затратами и открытыми запасами.

Амортизация методом единиц продукции

Как говорилось выше в данной главе, величина амортизации, рассчитанной методом единиц продукции, зависит от выбранного компанией метода ведения бухучета. Обобщенное уравнение расчета амортизации методом единиц продукции 6.3.1 одинаково для обоих методов. Разница между двумя методами заключается в определениях капитала и соответствующих резервов. Основные различия в расчете амортизации методом единиц продукции при ведении бухучета методами успешных усилий и полной стоимости отражены в приведенных ниже формулах и определениях:

$$\text{Амортизационные расходы} = \frac{UC \times PP}{PP + R}, \quad [6.3.2]$$

где:

- UC — неамортизированные расходы на конец периода, определение см. ниже;
 PP — добыча за период (обычно определяется по проданным углеводородам);
 R — запасы на начало периода, определение см. ниже.

При учете методом успешных усилий неамортизированные расходы (UC) определяются по следующей формуле:

$$UC = ICC - AA + (DR\&A) - SV - EC, \quad [6.3.3]$$

где:

- ICC — понесенные капитальные расходы, связанные со скважинами, эксплуатационным оборудованием или месторождением;
 AA — накопленная амортизация за предыдущие периоды;
 DR&A — расчетные недисконтированные будущие расходы на демонтаж, восстановление или ликвидацию (затраты на консервацию);
 SV — расчетная недисконтированная будущая ликвидационная стоимость

скважины и арендованного оборудования;

- EC — исключенные капитальные затраты на разработку, разрешенные при некоторых обстоятельствах.

При учете методом полной стоимости неамортизированные расходы (UC) определяются по следующей формуле:

$$UC = ICC - AA + (DR\&A) - SV - EUC + FDC, \quad [6.3.4]$$

где:

- ICC — понесенные капитальные затраты на разведку, разработку и приобретение;
 AA — накопленная амортизация за предыдущие периоды;
 DR&A — расчетные недисконтированные будущие расходы на демонтаж, восстановление или ликвидацию (затраты на консервацию);
 SV — расчетная недисконтированная будущая ликвидационная стоимость скважины и арендованного оборудования;
 EUC — исключенные капитальные затраты на разработку участков с недоказанными запасами, связанные с приобретением таких участков, и некоторые разрешенные капитальные затраты на разработку;
 FDC — расчетные недисконтированные будущие расходы на разработку, связанные с достоверными неразбуренными запасами.

При учете методом успешных усилий запасы (R) = достоверные запасы на конец периода, включающие достоверные разбуренные (PD) запасы (для амортизации скважины и оборудования) и суммарные достоверные запасы (для амортизации приобретенных участков).

При учете методом полной стоимости запасы (R) = суммарные достоверные запасы на конец периода.

Приложение

Таблица 6А.1. Норма процента на период (i) = 0,5 %

n	$F/P_{1,n}$	$P/F_{1,n}$	$F/A_{1,n}$	$P/A_{1,n}$	$A/F_{1,n}$	$A/P_{1,n}$
1	1,00500	0,99502	1,00000	0,99502	1,00000	1,00500
2	1,01003	0,99007	2,00500	1,98510	0,49875	0,50375
3	1,01508	0,98515	3,01502	2,97025	0,33167	0,33667
4	1,02015	0,98025	4,03010	3,95050	0,24813	0,25313
5	1,02525	0,97537	5,05025	4,92587	0,19801	0,20301
6	1,03038	0,97052	6,07550	5,89638	0,16460	0,16960
7	1,03553	0,96569	7,10588	6,86207	0,14073	0,14573

(продолжение на следующей странице)

Таблица 6А.1. Норма процента на период $(i) = 0,5\%$

(продолжение)

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
8	1,04071	0,96089	8,14141	7,82296	0,12283	0,12783
9	1,04591	0,95610	9,18212	8,77906	0,10891	0,11391
10	1,05114	0,95135	10,22803	9,73041	0,09777	0,10277
11	1,05640	0,94661	11,27917	10,67703	0,08866	0,09366
12	1,06168	0,94191	12,33556	11,61893	0,08107	0,08607
13	1,06699	0,93722	13,39724	12,55615	0,07464	0,07964
14	1,07232	0,93256	14,46423	13,48871	0,06914	0,07414
15	1,07768	0,92792	15,53655	14,41662	0,06436	0,06936
16	1,08307	0,92330	16,61423	15,33993	0,06019	0,06519
17	1,08849	0,91871	17,69730	16,25863	0,05651	0,06151
18	1,09393	0,91414	18,78579	17,17277	0,05323	0,05823
19	1,09940	0,90959	19,87972	18,08236	0,05030	0,05530
20	1,10490	0,90506	20,97912	18,98742	0,04767	0,05267
21	1,11042	0,90056	22,08401	19,88798	0,04528	0,05028
22	1,11597	0,89608	23,19443	20,78406	0,04311	0,04811
23	1,12155	0,89162	24,31040	21,67568	0,04113	0,04613
24	1,12716	0,88719	25,43196	22,56287	0,03932	0,04432
25	1,13280	0,88277	26,55912	23,44564	0,03765	0,04265
26	1,13846	0,87838	27,69191	24,32402	0,03611	0,04111
27	1,14415	0,87401	28,83037	25,19803	0,03469	0,03969
28	1,14987	0,86966	29,97452	26,06769	0,03336	0,03836
29	1,15562	0,86533	31,12439	26,93302	0,03213	0,03713
30	1,16140	0,86103	32,28002	27,79405	0,03098	0,03598
35	1,19073	0,83982	38,14538	32,03537	0,02622	0,03122
40	1,22079	0,81914	44,15885	36,17223	0,02265	0,02765
45	1,25162	0,79896	50,32416	40,20720	0,01987	0,02487
50	1,28323	0,77929	56,64516	44,14279	0,01765	0,02265
55	1,31563	0,76009	63,12577	47,98145	0,01584	0,02084
60	1,34885	0,74137	69,77003	51,72556	0,01433	0,01933
65	1,38291	0,72311	76,58206	55,37746	0,01306	0,01806
70	1,41783	0,70530	83,56611	58,93942	0,01197	0,01697
75	1,45363	0,68793	90,72650	62,41365	0,01102	0,01602
80	1,49034	0,67099	98,06771	65,80231	0,01020	0,01520
85	1,52797	0,65446	105,59430	69,10750	0,00947	0,01447
90	1,56655	0,63834	113,31094	72,33130	0,00883	0,01383
95	1,60611	0,62262	121,22243	75,47569	0,00825	0,01325
100	1,64667	0,60729	129,33370	78,54264	0,00773	0,01273

Таблица 6А.2. Норма процента на период $(i) = 1\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,01000	0,99010	1,00000	0,99010	1,00000	1,01000
2	1,02010	0,98030	2,01000	1,97040	0,49751	0,50751

(продолжение на следующей странице)

Таблица 6А.2. Норма процента на период (i) = 1 %

(продолжение)

<i>n</i>	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
3	1,03030	0,97059	3,03010	2,94099	0,33002	0,34002
4	1,04060	0,96098	4,06040	3,90197	0,24628	0,25628
5	1,05101	0,95147	5,10101	4,85343	0,19604	0,20604
6	1,06152	0,94205	6,15202	5,79548	0,16255	0,17255
7	1,07214	0,93272	7,21354	6,72819	0,13863	0,14863
8	1,08286	0,92348	8,28567	7,65168	0,12069	0,13069
9	1,09369	0,91434	9,36853	8,56602	0,10674	0,11674
10	1,10462	0,90529	10,46221	9,47130	0,09558	0,10558
11	1,11567	0,89632	11,56683	10,36763	0,08645	0,09645
12	1,12683	0,88745	12,68250	11,25508	0,07885	0,08885
13	1,13809	0,87866	13,80933	12,13374	0,07241	0,08241
14	1,14947	0,86996	14,94742	13,00370	0,06690	0,07690
15	1,16097	0,86135	16,09690	13,86505	0,06212	0,07212
16	1,17258	0,85282	17,25786	14,71787	0,05794	0,06794
17	1,18430	0,84438	18,43044	15,56225	0,05426	0,06426
18	1,19615	0,83602	19,61475	16,39827	0,05098	0,06098
19	1,20811	0,82774	20,81090	17,22601	0,04805	0,05805
20	1,22019	0,81954	22,01900	18,04555	0,04542	0,05542
21	1,23239	0,81143	23,23919	18,85698	0,04303	0,05303
22	1,24472	0,80340	24,47159	19,66038	0,04086	0,05086
23	1,25716	0,79544	25,71630	20,45582	0,03889	0,04889
24	1,26973	0,78757	26,97346	21,24339	0,03707	0,04707
25	1,28243	0,77977	28,24320	22,02316	0,03541	0,04541
26	1,29526	0,77205	29,52563	22,79520	0,03387	0,04387
27	1,30821	0,76440	30,82089	23,55961	0,03245	0,04245
28	1,32129	0,75684	32,12910	24,31644	0,03112	0,04112
29	1,33450	0,74934	33,45039	25,06579	0,02990	0,03990
30	1,34785	0,74192	34,78489	25,80771	0,02875	0,03875
35	1,41660	0,70591	41,66028	29,40858	0,02400	0,03400
40	1,48886	0,67165	48,88637	32,83469	0,02046	0,03046
45	1,56481	0,63905	56,48107	36,09451	0,01771	0,02771
50	1,64463	0,60804	64,46318	39,19612	0,01551	0,02551
55	1,72852	0,57853	72,85246	42,14719	0,01373	0,02373
60	1,81670	0,55045	81,66967	44,95504	0,01224	0,02224
65	1,90937	0,52373	90,93665	47,62661	0,01100	0,02100
70	2,00676	0,49831	100,67634	50,16851	0,00993	0,01993
75	2,10913	0,47413	110,91285	52,58705	0,00902	0,01902
80	2,21672	0,45112	121,67152	54,88821	0,00822	0,01822
85	2,32979	0,42922	132,97900	57,07768	0,00752	0,01752
90	2,44863	0,40839	144,86327	59,16088	0,00690	0,01690
95	2,57354	0,38857	157,35376	61,14298	0,00636	0,01636
100	2,70481	0,36971	170,48138	63,02888	0,00587	0,01587

Таблица 6А.3. Норма процента на период (i) = 2 %

<i>n</i>	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,02000	0,98039	1,00000	0,98039	1,00000	1,02000
2	1,04040	0,96117	2,02000	1,94156	0,49505	0,51505
3	1,06121	0,94232	3,06040	2,88388	0,32675	0,34675
4	1,08243	0,92385	4,12161	3,80773	0,24262	0,26262
5	1,10408	0,90573	5,20404	4,71346	0,19216	0,21216
6	1,12616	0,88797	6,30812	5,60143	0,15853	0,17853
7	1,14869	0,87056	7,43428	6,47199	0,13451	0,15451
8	1,17166	0,85349	8,58297	7,32548	0,11651	0,13651
9	1,19509	0,83676	9,75463	8,16224	0,10252	0,12252
10	1,21899	0,82035	10,94972	8,98259	0,09133	0,11133
11	1,24337	0,80426	12,16872	9,78685	0,08218	0,10218
12	1,26824	0,78849	13,41209	10,57534	0,07456	0,09456
13	1,29361	0,77303	14,68033	11,34837	0,06812	0,08812
14	1,31948	0,75788	15,97394	12,10625	0,06260	0,08260
15	1,34587	0,74301	17,29342	12,84926	0,05783	0,07783
16	1,37279	0,72845	18,63929	13,57771	0,05365	0,07365
17	1,40024	0,71416	20,01207	14,29187	0,04997	0,06997
18	1,42825	0,70016	21,41231	14,99203	0,04670	0,06670
19	1,45681	0,68643	22,84056	15,67846	0,04378	0,06378
20	1,48595	0,67297	24,29737	16,35143	0,04116	0,06116
21	1,51567	0,65978	25,78332	17,01121	0,03878	0,05878
22	1,54598	0,64684	27,29898	17,65805	0,03663	0,05663
23	1,57690	0,63416	28,84496	18,29220	0,03467	0,05467
24	1,60844	0,62172	30,42186	18,91393	0,03287	0,05287
25	1,64061	0,60953	32,03030	19,52346	0,03122	0,05122
26	1,67342	0,59758	33,67091	20,12104	0,02970	0,04970
27	1,70689	0,58586	35,34432	20,70690	0,02829	0,04829
28	1,74102	0,57437	37,05121	21,28127	0,02699	0,04699
29	1,77584	0,56311	38,79223	21,84438	0,02578	0,04578
30	1,81136	0,55207	40,56808	22,39646	0,02465	0,04465
35	1,99989	0,50003	49,99448	24,99862	0,02000	0,04000
40	2,20804	0,45289	60,40198	27,35548	0,01656	0,03656
45	2,43785	0,41020	71,89271	29,49016	0,01391	0,03391
50	2,69159	0,37153	84,57940	31,42361	0,01182	0,03182
55	2,97173	0,33650	98,58653	33,17479	0,01014	0,03014
60	3,28103	0,30478	114,05154	34,76089	0,00877	0,02877
65	3,62252	0,27605	131,12616	36,19747	0,00763	0,02763
70	3,99956	0,25003	149,97791	37,49862	0,00667	0,02667
75	4,41584	0,22646	170,79177	38,67711	0,00586	0,02586
80	4,87544	0,20511	193,77196	39,74451	0,00516	0,02516
85	5,38288	0,18577	219,14394	40,71129	0,00456	0,02456
90	5,94313	0,16826	247,15666	41,58693	0,00405	0,02405
95	6,56170	0,15240	278,08496	42,38002	0,00360	0,02360
100	7,24465	0,13803	312,23231	43,09835	0,00320	0,02320

Таблица 6А.4. Норма процента на период (i) = 3%

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,03000	0,97087	1,00000	0,97087	1,00000	1,03000
2	1,06090	0,94260	2,03000	1,91347	0,49261	0,52261
3	1,09273	0,91514	3,09090	2,82861	0,32353	0,35353
4	1,12551	0,88849	4,18363	3,71710	0,23903	0,26903
5	1,15927	0,86261	5,30914	4,57971	0,18835	0,21835
6	1,19405	0,83748	6,46841	5,41719	0,15460	0,18460
7	1,22987	0,81309	7,66246	6,23028	0,13051	0,16051
8	1,26677	0,78941	8,89234	7,01969	0,11246	0,14246
9	1,30477	0,76642	10,15911	7,78611	0,09843	0,12843
10	1,34392	0,74409	11,46388	8,53020	0,08723	0,11723
11	1,38423	0,72242	12,80780	9,25262	0,07808	0,10808
12	1,42576	0,70138	14,19203	9,95400	0,07046	0,10046
13	1,46853	0,68095	15,61779	10,63496	0,06403	0,09403
14	1,51259	0,66112	17,08632	11,29607	0,05853	0,08853
15	1,55797	0,64186	18,59891	11,93794	0,05377	0,08377
16	1,60471	0,62317	20,15688	12,56110	0,04961	0,07961
17	1,65285	0,60502	21,76159	13,16612	0,04595	0,07595
18	1,70243	0,58739	23,41444	13,75351	0,04271	0,07271
19	1,75351	0,57029	25,11687	14,32380	0,03981	0,06981
20	1,80611	0,55368	26,87037	14,87747	0,03722	0,06722
21	1,86029	0,53755	28,67649	15,41502	0,03487	0,06487
22	1,91610	0,52189	30,53678	15,93692	0,03275	0,06275
23	1,97359	0,50669	32,45288	16,44361	0,03081	0,06081
24	2,03279	0,49193	34,42647	16,93554	0,02905	0,05905
25	2,09378	0,47761	36,45926	17,41315	0,02743	0,05743
26	2,15659	0,46369	38,55304	17,87684	0,02594	0,05594
27	2,22129	0,45019	40,70963	18,32703	0,02456	0,05456
28	2,28793	0,43708	42,93092	18,76411	0,02329	0,05329
29	2,35657	0,42435	45,21885	19,18845	0,02211	0,05211
30	2,42726	0,41199	47,57542	19,60044	0,02102	0,05102
35	2,81386	0,35538	60,46208	21,48722	0,01654	0,04654
40	3,26204	0,30656	75,40126	23,11477	0,01326	0,04326
45	3,78160	0,26444	92,71986	24,51871	0,01079	0,04079
50	4,38391	0,22811	112,79687	25,72976	0,00887	0,03887
55	5,08215	0,19677	136,07162	26,77443	0,00735	0,03735
60	5,89160	0,16973	163,05344	27,67556	0,00613	0,03613
65	6,82998	0,14641	194,33276	28,45289	0,00515	0,03515
70	7,91782	0,12630	230,59406	29,12342	0,00434	0,03434
75	9,17893	0,10895	272,63086	29,70183	0,00367	0,03367
80	10,64089	0,09398	321,36302	30,20076	0,00311	0,03311
85	12,33571	0,08107	377,85695	30,63115	0,00265	0,03265
90	14,30047	0,06993	443,34890	31,00241	0,00226	0,03226
95	16,57816	0,06032	519,27203	31,32266	0,00193	0,03193
100	19,21863	0,05203	607,28773	31,59891	0,00165	0,03165

Таблица 6А.5. Норма процента на период $(i) = 4\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,04000	0,96154	1,00000	0,96154	1,00000	1,04000
2	1,08160	0,92456	2,04000	1,88609	0,49020	0,53020
3	1,12486	0,88900	3,12160	2,77509	0,32035	0,36035
4	1,16986	0,85480	4,24646	3,62990	0,23549	0,27549
5	1,21665	0,82193	5,41632	4,45182	0,18463	0,22463
6	1,26532	0,79031	6,63298	5,24214	0,15076	0,19076
7	1,31593	0,75992	7,89829	6,00205	0,12661	0,16661
8	1,36857	0,73069	9,21423	6,73274	0,10853	0,14853
9	1,42331	0,70259	10,58280	7,43533	0,09449	0,13449
10	1,48024	0,67556	12,00611	8,11090	0,08329	0,12329
11	1,53945	0,64958	13,48635	8,76048	0,07415	0,11415
12	1,60103	0,62460	15,02581	9,38507	0,06655	0,10655
13	1,66507	0,60057	16,62684	9,98565	0,06014	0,10014
14	1,73168	0,57748	18,29191	10,56312	0,05467	0,09467
15	1,80094	0,55526	20,02359	11,11839	0,04994	0,08994
16	1,87298	0,53391	21,82453	11,65230	0,04582	0,08582
17	1,94790	0,51337	23,69751	12,16567	0,04220	0,08220
18	2,02582	0,49363	25,64541	12,65930	0,03899	0,07899
19	2,10685	0,47464	27,67123	13,13394	0,03614	0,07614
20	2,19112	0,45639	29,77808	13,59033	0,03358	0,07358
21	2,27877	0,43883	31,96920	14,02916	0,03128	0,07128
22	2,36992	0,42196	34,24797	14,45112	0,02920	0,06920
23	2,46472	0,40573	36,61789	14,85684	0,02731	0,06731
24	2,56330	0,39012	39,08260	15,24696	0,02559	0,06559
25	2,66584	0,37512	41,64591	15,62208	0,02401	0,06401
26	2,77247	0,36069	44,31174	15,98277	0,02257	0,06257
27	2,88337	0,34682	47,08421	16,32959	0,02124	0,06124
28	2,99870	0,33348	49,96758	16,66306	0,02001	0,06001
29	3,11865	0,32065	52,96629	16,98371	0,01888	0,05888
30	3,24340	0,30832	56,08494	17,29203	0,01783	0,05783
35	3,94609	0,25342	73,65222	18,66461	0,01358	0,05358
40	4,80102	0,20829	95,02552	19,79277	0,01052	0,05052
45	5,84118	0,17120	121,02939	20,72004	0,00826	0,04826
50	7,10668	0,14071	152,66708	21,48218	0,00655	0,04655
55	8,64637	0,11566	191,15917	22,10861	0,00523	0,04523
60	10,51963	0,09506	237,99069	22,62349	0,00420	0,04420
65	12,79874	0,07813	294,96838	23,04668	0,00339	0,04339
70	15,57162	0,06422	364,29046	23,39451	0,00275	0,04275
75	18,94525	0,05278	448,63137	23,68041	0,00223	0,04223
80	23,04980	0,04338	551,24498	23,91539	0,00181	0,04181
85	28,04360	0,03566	676,09012	24,10853	0,00148	0,04148
90	34,11933	0,02931	827,98333	24,26728	0,00121	0,04121
95	41,51139	0,02409	1012,78465	24,39776	0,00099	0,04099
100	50,50495	0,01980	1237,62370	24,50500	0,00081	0,04081

Таблица 6А.6. Норма процента на период $(i) = 5\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,05000	0,95238	1,00000	0,95238	1,00000	1,05000
2	1,10250	0,90703	2,05000	1,85941	0,48780	0,53780
3	1,15763	0,86384	3,15250	2,72325	0,31721	0,36721
4	1,21551	0,82270	4,31013	3,54595	0,23201	0,28201
5	1,27628	0,78353	5,52563	4,32948	0,18097	0,23097
6	1,34010	0,74622	6,80191	5,07569	0,14702	0,19702
7	1,40710	0,71068	8,14201	5,78637	0,12282	0,17282
8	1,47746	0,67684	9,54911	6,46321	0,10472	0,15472
9	1,55133	0,64461	11,02656	7,10782	0,09069	0,14069
10	1,62889	0,61391	12,57789	7,72173	0,07950	0,12950
11	1,71034	0,58468	14,20679	8,30641	0,07039	0,12039
12	1,79586	0,55684	15,91713	8,86325	0,06283	0,11283
13	1,88565	0,53032	17,71298	9,39357	0,05646	0,10646
14	1,97993	0,50507	19,59863	9,89864	0,05102	0,10102
15	2,07893	0,48102	21,57856	10,37966	0,04634	0,09634
16	2,18287	0,45811	23,65749	10,83777	0,04227	0,09227
17	2,29202	0,43630	25,84037	11,27407	0,03870	0,08870
18	2,40662	0,41552	28,13238	11,68959	0,03555	0,08555
19	2,52695	0,39573	30,53900	12,08532	0,03275	0,08275
20	2,65330	0,37689	33,06595	12,46221	0,03024	0,08024
21	2,78596	0,35894	35,71925	12,82115	0,02800	0,07800
22	2,92526	0,34185	38,50521	13,16300	0,02597	0,07597
23	3,07152	0,32557	41,43048	13,48857	0,02414	0,07414
24	3,22510	0,31007	44,50200	13,79864	0,02247	0,07247
25	3,38635	0,29530	47,72710	14,09394	0,02095	0,07095
26	3,55567	0,28124	51,11345	14,37519	0,01956	0,06956
27	3,73346	0,26785	54,66913	14,64303	0,01829	0,06829
28	3,92013	0,25509	58,40258	14,89813	0,01712	0,06712
29	4,11614	0,24295	62,32271	15,14107	0,01605	0,06605
30	4,32194	0,23138	66,43885	15,37245	0,01505	0,06505
35	5,51602	0,18129	90,32031	16,37419	0,01107	0,06107
40	7,03999	0,14205	120,79977	17,15909	0,00828	0,05828
45	8,98501	0,11130	159,70016	17,77407	0,00626	0,05626
50	11,46740	0,08720	209,34800	18,25593	0,00478	0,05478
55	14,63563	0,06833	272,71262	18,63347	0,00367	0,05367
60	18,67919	0,05354	353,58372	18,92929	0,00283	0,05283
65	23,83990	0,04195	456,79801	19,16107	0,00219	0,05219
70	30,42643	0,03287	588,52851	19,34268	0,00170	0,05170
75	38,83269	0,02575	756,65372	19,48497	0,00132	0,05132
80	49,56144	0,02018	971,22882	19,59646	0,00103	0,05103
85	63,25435	0,01581	1245,08707	19,68382	0,00080	0,05080
90	80,73037	0,01239	1594,60730	19,75226	0,00063	0,05063
95	103,03468	0,00971	2040,69353	19,80589	0,00049	0,05049
100	131,50126	0,00760	2610,02516	19,84791	0,00038	0,05038

Таблица 6А.7. Норма процента на период $(i) = 6\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,06000	0,94340	1,00000	0,94340	1,00000	1,06000
2	1,12360	0,89000	2,06000	1,83339	0,48544	0,54544
3	1,19102	0,83962	3,18360	2,67301	0,31411	0,37411
4	1,26248	0,79209	4,37462	3,46511	0,22859	0,28859
5	1,33823	0,74726	5,63709	4,21236	0,17740	0,23740
6	1,41852	0,70496	6,97532	4,91732	0,14336	0,20336
7	1,50363	0,66506	8,39384	5,58238	0,11914	0,17914
8	1,59385	0,62741	9,89747	6,20979	0,10104	0,16104
9	1,68948	0,59190	11,49132	6,80169	0,08702	0,14702
10	1,79085	0,55839	13,18079	7,36009	0,07587	0,13587
11	1,89830	0,52679	14,97164	7,88687	0,06679	0,12679
12	2,01220	0,49697	16,86994	8,38384	0,05928	0,11928
13	2,13293	0,46884	18,88214	8,85268	0,05296	0,11296
14	2,26090	0,44230	21,01507	9,29498	0,04758	0,10758
15	2,39656	0,41727	23,27597	9,71225	0,04296	0,10296
16	2,54035	0,39365	25,67253	10,10590	0,03895	0,09895
17	2,69277	0,37136	28,21288	10,47726	0,03544	0,09544
18	2,85434	0,35034	30,90565	10,82760	0,03236	0,09236
19	3,02560	0,33051	33,75999	11,15812	0,02962	0,08962
20	3,20714	0,31180	36,78559	11,46992	0,02718	0,08718
21	3,39956	0,29416	39,99273	11,76408	0,02500	0,08500
22	3,60354	0,27751	43,39229	12,04158	0,02305	0,08305
23	3,81975	0,26180	46,99583	12,30338	0,02128	0,08128
24	4,04893	0,24698	50,81558	12,55036	0,01968	0,07968
25	4,29187	0,23300	54,86451	12,78336	0,01823	0,07823
26	4,54938	0,21981	59,15638	13,00317	0,01690	0,07690
27	4,82235	0,20737	63,70577	13,21053	0,01570	0,07570
28	5,11169	0,19563	68,52811	13,40616	0,01459	0,07459
29	5,41839	0,18456	73,63980	13,59072	0,01358	0,07358
30	5,74349	0,17411	79,05819	13,76483	0,01265	0,07265
35	7,68609	0,13011	111,43478	14,49825	0,00897	0,06897
40	10,28572	0,09722	154,76197	15,04630	0,00646	0,06646
45	13,76461	0,07265	212,74351	15,45583	0,00470	0,06470
50	18,42015	0,05429	290,33590	15,76186	0,00344	0,06344
55	24,65032	0,04057	394,17203	15,99054	0,00254	0,06254
60	32,98769	0,03031	533,12818	16,16143	0,00188	0,06188
65	44,14497	0,02265	719,08286	16,28912	0,00139	0,06139
70	59,07593	0,01693	967,93217	16,38454	0,00103	0,06103
75	79,05692	0,01265	1300,94868	16,45585	0,00077	0,06077
80	105,79599	0,00945	1746,59989	16,50913	0,00057	0,06057
85	141,57890	0,00706	2342,98174	16,54895	0,00043	0,06043
90	189,46451	0,00528	3141,07519	16,57870	0,00032	0,06032
95	253,54625	0,00394	4209,10425	16,60093	0,00024	0,06024
100	339,30208	0,00295	5638,36806	16,61755	0,00018	0,06018

Таблица 6А.8. Норма процента на период (i) = 7%

<i>n</i>	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,07000	0,93458	1,00000	0,93458	1,00000	1,07000
2	1,14490	0,87344	2,07000	1,80802	0,48309	0,55309
3	1,22504	0,81630	3,21490	2,62432	0,31105	0,38105
4	1,31080	0,76290	4,43994	3,38721	0,22523	0,29523
5	1,40255	0,71299	5,75074	4,10020	0,17389	0,24389
6	1,50073	0,66634	7,15329	4,76654	0,13980	0,20980
7	1,60578	0,62275	8,65402	5,38929	0,11555	0,18555
8	1,71819	0,58201	10,25980	5,97130	0,09747	0,16747
9	1,83846	0,54393	11,97799	6,51523	0,08349	0,15349
10	1,96715	0,50835	13,81645	7,02358	0,07238	0,14238
11	2,10485	0,47509	15,78360	7,49867	0,06336	0,13336
12	2,25219	0,44401	17,88845	7,94269	0,05590	0,12590
13	2,40985	0,41496	20,14064	8,35765	0,04965	0,11965
14	2,57853	0,38782	22,55049	8,74547	0,04434	0,11434
15	2,75903	0,36245	25,12902	9,10791	0,03979	0,10979
16	2,95216	0,33873	27,88805	9,44665	0,03586	0,10586
17	3,15882	0,31657	30,84022	9,76322	0,03243	0,10243
18	3,37993	0,29586	33,99903	10,05909	0,02941	0,09941
19	3,61653	0,27651	37,37896	10,33560	0,02675	0,09675
20	3,86968	0,25842	40,99549	10,59401	0,02439	0,09439
21	4,14056	0,24151	44,86518	10,83553	0,02229	0,09229
22	4,43040	0,22571	49,00574	11,06124	0,02041	0,09041
23	4,74053	0,21095	53,43614	11,27219	0,01871	0,08871
24	5,07237	0,19715	58,17667	11,46933	0,01719	0,08719
25	5,42743	0,18425	63,24904	11,65358	0,01581	0,08581
26	5,80735	0,17220	68,67647	11,82578	0,01456	0,08456
27	6,21387	0,16093	74,48382	11,98671	0,01343	0,08343
28	6,64884	0,15040	80,69769	12,13711	0,01239	0,08239
29	7,11426	0,14056	87,34653	12,27767	0,01145	0,08145
30	7,61226	0,13137	94,46079	12,40904	0,01059	0,08059
35	10,67658	0,09366	138,23688	12,94767	0,00723	0,07723
40	14,97446	0,06678	199,63511	13,33171	0,00501	0,07501
45	21,00245	0,04761	285,74931	13,60552	0,00350	0,07350
50	29,45703	0,03395	406,52893	13,80075	0,00246	0,07246
55	41,31500	0,02420	575,92859	13,93994	0,00174	0,07174
60	57,94643	0,01726	813,52038	14,03918	0,00123	0,07123
65	81,27286	0,01230	1146,75516	14,10994	0,00087	0,07087
70	113,98939	0,00877	1614,13417	14,16039	0,00062	0,07062
75	159,87602	0,00625	2269,65742	14,19636	0,00044	0,07044
80	224,23439	0,00446	3189,06268	14,22201	0,00031	0,07031
85	314,50033	0,00318	4478,57612	14,24029	0,00022	0,07022
90	441,10298	0,00227	6287,18543	14,25333	0,00016	0,07016
95	618,66975	0,00162	8823,85354	14,26262	0,00011	0,07011
100	867,71633	0,00115	12381,66179	14,26925	0,00008	0,07008

Таблица 6А.9. Норма процента на период $(i) = 8\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,08000	0,92593	1,00000	0,92593	1,00000	1,08000
2	1,16640	0,85734	2,08000	1,78326	0,48077	0,56077
3	1,25971	0,79383	3,24640	2,57710	0,30803	0,38803
4	1,36049	0,73503	4,50611	3,31213	0,22192	0,30192
5	1,46933	0,68058	5,86660	3,99271	0,17046	0,25046
6	1,58687	0,63017	7,33593	4,62288	0,13632	0,21632
7	1,71382	0,58349	8,92280	5,20637	0,11207	0,19207
8	1,85093	0,54027	10,63663	5,74664	0,09401	0,17401
9	1,99900	0,50025	12,48756	6,24689	0,08008	0,16008
10	2,15892	0,46319	14,48656	6,71008	0,06903	0,14903
11	2,33164	0,42888	16,64549	7,13896	0,06008	0,14008
12	2,51817	0,39711	18,97713	7,53608	0,05270	0,13270
13	2,71962	0,36770	21,49530	7,90378	0,04652	0,12652
14	2,93719	0,34046	24,21492	8,24424	0,04130	0,12130
15	3,17217	0,31524	27,15211	8,55948	0,03683	0,11683
16	3,42594	0,29189	30,32428	8,85137	0,03298	0,11298
17	3,70002	0,27027	33,75023	9,12164	0,02963	0,10963
18	3,99602	0,25025	37,45024	9,37189	0,02670	0,10670
19	4,31570	0,23171	41,44626	9,60360	0,02413	0,10413
20	4,66096	0,21455	45,76196	9,81815	0,02185	0,10185
21	5,03383	0,19866	50,42292	10,01680	0,01983	0,09983
22	5,43654	0,18394	55,45676	10,20074	0,01803	0,09803
23	5,87146	0,17032	60,89330	10,37106	0,01642	0,09642
24	6,34118	0,15770	66,76476	10,52876	0,01498	0,09498
25	6,84848	0,14602	73,10594	10,67478	0,01368	0,09368
26	7,39635	0,13520	79,95442	10,80998	0,01251	0,09251
27	7,98806	0,12519	87,35077	10,93516	0,01145	0,09145
28	8,62711	0,11591	95,33883	11,05108	0,01049	0,09049
29	9,31727	0,10733	103,96594	11,15841	0,00962	0,08962
30	10,06266	0,09938	113,28321	11,25778	0,00883	0,08883
35	14,78534	0,06763	172,31680	11,65457	0,00580	0,08580
40	21,72452	0,04603	259,05652	11,92461	0,00386	0,08386
45	31,92045	0,03133	386,50562	12,10840	0,00259	0,08259
50	46,90161	0,02132	573,77016	12,23348	0,00174	0,08174
55	68,91386	0,01451	848,92320	12,31861	0,00118	0,08118
60	101,25706	0,00988	1253,21330	12,37655	0,00080	0,08080
65	148,77985	0,00672	1847,24808	12,41598	0,00054	0,08054
70	218,60641	0,00457	2720,08007	12,44282	0,00037	0,08037
75	321,20453	0,00311	4002,55662	12,46108	0,00025	0,08025
80	471,95483	0,00212	5886,93543	12,47351	0,00017	0,08017
85	693,45649	0,00144	8655,70611	12,48197	0,00012	0,08012
90	1018,91509	0,00098	12723,93862	12,48773	0,00008	0,08008
95	1497,12055	0,00067	18701,50686	12,49165	0,00005	0,08005
100	2199,76126	0,00045	27484,51570	12,49432	0,00004	0,08004

Таблица 6А.10. Норма процента на период (i) = 9%

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/P_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,09000	0,91743	1,00000	0,91743	1,00000	1,09000
2	1,18810	0,84168	2,09000	1,75911	0,47847	0,56847
3	1,29503	0,77218	3,27810	2,53129	0,30505	0,39505
4	1,41158	0,70843	4,57313	3,23972	0,21867	0,30867
5	1,53862	0,64993	5,98471	3,88965	0,16709	0,25709
6	1,67710	0,59627	7,52333	4,48592	0,13292	0,22292
7	1,82804	0,54703	9,20043	5,03295	0,10869	0,19869
8	1,99256	0,50187	11,02847	5,53482	0,09067	0,18067
9	2,17189	0,46043	13,02104	5,99525	0,07680	0,16680
10	2,36736	0,42241	15,19293	6,41766	0,06582	0,15582
11	2,58043	0,38753	17,56029	6,80519	0,05695	0,14695
12	2,81266	0,35553	20,14072	7,16073	0,04965	0,13965
13	3,06580	0,32618	22,95338	7,48690	0,04357	0,13357
14	3,34173	0,29925	26,01919	7,78615	0,03843	0,12843
15	3,64248	0,27454	29,36092	8,06069	0,03406	0,12406
16	3,97031	0,25187	33,00340	8,31256	0,03030	0,12030
17	4,32763	0,23107	36,97370	8,54363	0,02705	0,11705
18	4,71712	0,21199	41,30134	8,75563	0,02421	0,11421
19	5,14166	0,19449	46,01846	8,95011	0,02173	0,11173
20	5,60441	0,17843	51,16012	9,12855	0,01955	0,10955
21	6,10881	0,16370	56,76453	9,29224	0,01762	0,10762
22	6,65860	0,15018	62,87334	9,44243	0,01590	0,10590
23	7,25787	0,13778	69,53194	9,58021	0,01438	0,10438
24	7,91108	0,12640	76,78981	9,70661	0,01302	0,10302
25	8,62308	0,11597	84,70090	9,82258	0,01181	0,10181
26	9,39916	0,10639	93,32398	9,92897	0,01072	0,10072
27	10,24508	0,09761	102,72313	10,02658	0,00973	0,09973
28	11,16714	0,08955	112,96822	10,11613	0,00885	0,09885
29	12,17218	0,08215	124,13536	10,19828	0,00806	0,09806
30	13,26768	0,07537	136,30754	10,27365	0,00734	0,09734
35	20,41397	0,04899	215,71075	10,56682	0,00464	0,09464
40	31,40942	0,03184	337,88245	10,75736	0,00296	0,09296
45	48,32729	0,02069	525,85873	10,88120	0,00190	0,09190
50	74,35752	0,01345	815,08356	10,96168	0,00123	0,09123
55	114,40826	0,00874	1260,09180	11,01399	0,00079	0,09079
60	176,03129	0,00568	1944,79213	11,04799	0,00051	0,09051
65	270,84596	0,00369	2998,28847	11,07009	0,00033	0,09033
70	416,73009	0,00240	4619,22318	11,08445	0,00022	0,09022
75	641,19089	0,00156	7113,23215	11,09378	0,00014	0,09014
80	986,55167	0,00101	10950,57409	11,09985	0,00009	0,09009
85	1517,93203	0,00066	16854,80033	11,10379	0,00006	0,09006
90	2335,52658	0,00043	25939,18425	11,10635	0,00004	0,09004
95	3593,49715	0,00028	39916,63496	11,10802	0,00003	0,09003
100	5529,04079	0,00018	61422,67546	11,10910	0,00002	0,09002

Таблица 6А.11. Норма процента на период (i) = 10 %

n	$F/P_{1,0}$	$P/F_{1,0}$	$F/A_{1,0}$	$P/A_{1,0}$	$A/F_{1,0}$	$A/P_{1,0}$
1	1,10000	0,90909	1,00000	0,90909	1,00000	1,10000
2	1,21000	0,82645	2,10000	1,73554	0,47619	0,57619
3	1,33100	0,75131	3,31000	2,48685	0,30211	0,40211
4	1,46410	0,68301	4,64100	3,16987	0,21547	0,31547
5	1,61051	0,62092	6,10510	3,79079	0,16380	0,26380
6	1,77156	0,56447	7,71561	4,35526	0,12961	0,22961
7	1,94872	0,51316	9,48717	4,86842	0,10541	0,20541
8	2,14359	0,46651	11,43589	5,33493	0,08744	0,18744
9	2,35795	0,42410	13,57948	5,75902	0,07364	0,17364
10	2,59374	0,38554	15,93742	6,14457	0,06275	0,16275
11	2,85312	0,35049	18,53117	6,49506	0,05396	0,15396
12	3,13843	0,31863	21,38428	6,81369	0,04676	0,14676
13	3,45227	0,28966	24,52271	7,10336	0,04078	0,14078
14	3,79750	0,26333	27,97498	7,36669	0,03575	0,13575
15	4,17725	0,23939	31,77248	7,60608	0,03147	0,13147
16	4,59497	0,21763	35,94973	7,82371	0,02782	0,12782
17	5,05447	0,19784	40,54470	8,02155	0,02466	0,12466
18	5,55992	0,17986	45,59917	8,20141	0,02193	0,12193
19	6,11591	0,16351	51,15909	8,36492	0,01955	0,11955
20	6,72750	0,14864	57,27500	8,51356	0,01746	0,11746
21	7,40025	0,13513	64,00250	8,64869	0,01562	0,11562
22	8,14027	0,12285	71,40275	8,77154	0,01401	0,11401
23	8,95430	0,11168	79,54302	8,88322	0,01257	0,11257
24	9,84973	0,10153	88,49733	8,98474	0,01130	0,11130
25	10,83471	0,09230	98,34706	9,07704	0,01017	0,11017
26	11,91818	0,08391	109,18177	9,16095	0,00916	0,10916
27	13,10999	0,07628	121,09994	9,23722	0,00826	0,10826
28	14,42099	0,06934	134,20994	9,30657	0,00745	0,10745
29	15,86309	0,06304	148,63093	9,36961	0,00673	0,10673
30	17,44940	0,05731	164,49402	9,42691	0,00608	0,10608
35	28,10244	0,03558	271,02437	9,64416	0,00369	0,10369
40	45,25926	0,02209	442,59256	9,77905	0,00226	0,10226
45	72,89048	0,01372	718,90484	9,86281	0,00139	0,10139
50	117,39085	0,00852	1163,90853	9,91481	0,00086	0,10086
55	189,05914	0,00529	1880,59142	9,94711	0,00053	0,10053
60	304,48164	0,00328	3034,81640	9,96716	0,00033	0,10033
65	490,37073	0,00204	4893,70725	9,97961	0,00020	0,10020
70	789,74696	0,00127	7887,46957	9,98734	0,00013	0,10013
75	1271,89537	0,00079	12708,95371	9,99214	0,00008	0,10008
80	2048,40021	0,00049	20474,00215	9,99512	0,00005	0,10005
85	3298,96903	0,00030	32979,69030	9,99697	0,00003	0,10003
90	5313,02261	0,00019	53120,22612	9,99812	0,00002	0,10002
95	8556,67605	0,00012	85556,76047	9,99883	0,00001	0,10001

Таблица 6А.12. Норма процента на период (i) = 11 %

<i>n</i>	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,11000	0,90090	1,00000	0,90090	1,00000	1,11000
2	1,23210	0,81162	2,11000	1,71252	0,47393	0,58393
3	1,36763	0,73119	3,34210	2,44371	0,29921	0,40921
4	1,51807	0,65873	4,70973	3,10245	0,21233	0,32233
5	1,68506	0,59345	6,22780	3,69590	0,16057	0,27057
6	1,87041	0,53464	7,91286	4,23054	0,12638	0,23638
7	2,07616	0,48166	9,78327	4,71220	0,10222	0,21222
8	2,30454	0,43393	11,85943	5,14612	0,08432	0,19432
9	2,55804	0,39092	14,16397	5,53705	0,07060	0,18060
10	2,83942	0,35218	16,72201	5,88923	0,05980	0,16980
11	3,15176	0,31728	19,56143	6,20652	0,05112	0,16112
12	3,49845	0,28584	22,71319	6,49236	0,04403	0,15403
13	3,88328	0,25751	26,21164	6,74987	0,03815	0,14815
14	4,31044	0,23199	30,09492	6,98187	0,03323	0,14323
15	4,78459	0,20900	34,40536	7,19087	0,02907	0,13907
16	5,31089	0,18829	39,18995	7,37916	0,02552	0,13552
17	5,89509	0,16963	44,50084	7,54879	0,02247	0,13247
18	6,54355	0,15282	50,39594	7,70162	0,01984	0,12984
19	7,26334	0,13768	56,93949	7,83929	0,01756	0,12756
20	8,06231	0,12403	64,20283	7,96333	0,01558	0,12558
21	8,94917	0,11174	72,26514	8,07507	0,01384	0,12384
22	9,93357	0,10067	81,21431	8,17574	0,01231	0,12231
23	11,02627	0,09069	91,14788	8,26643	0,01097	0,12097
24	12,23916	0,08170	102,17415	8,34814	0,00979	0,11979
25	13,58546	0,07361	114,41331	8,42174	0,00874	0,11874
26	15,07986	0,06631	127,99877	8,48806	0,00781	0,11781
27	16,73865	0,05974	143,07864	8,54780	0,00699	0,11699
28	18,57990	0,05382	159,81729	8,60162	0,00626	0,11626
29	20,62369	0,04849	178,39719	8,65011	0,00561	0,11561
30	22,89230	0,04368	199,02088	8,69379	0,00502	0,11502
35	38,57485	0,02592	341,58955	8,85524	0,00293	0,11293
40	65,00087	0,01538	581,82607	8,95105	0,00172	0,11172
45	109,53024	0,00913	986,63856	9,00791	0,00101	0,11101
50	184,56483	0,00542	1668,77115	9,04165	0,00060	0,11060
55	311,00247	0,00322	2818,20424	9,06168	0,00035	0,11035
60	524,05724	0,00191	4755,06584	9,07356	0,00021	0,11021
65	883,06693	0,00113	8018,79027	9,08061	0,00012	0,11012
70	1488,01913	0,00067	13518,35574	9,08480	0,00007	0,11007
75	2507,39877	0,00040	22785,44339	9,08728	0,00004	0,11004
80	4225,11275	0,00024	38401,02500	9,08876	0,00003	0,11003
85	7119,56070	0,00014	64714,18815	9,08963	0,00002	0,11002
90	11996,87381	0,00008	109053,39829	9,09015	0,00001	0,11001

Таблица 6А.13. Норма процента на период (i) = 12 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,12000	0,89286	1,00000	0,89286	1,00000	1,12000
2	1,25440	0,79719	2,12000	1,69005	0,47170	0,59170
3	1,40493	0,71178	3,37440	2,40183	0,29635	0,41635
4	1,57352	0,63552	4,77933	3,03735	0,20923	0,32923
5	1,76234	0,56743	6,35285	3,60478	0,15741	0,27741
6	1,97382	0,50663	8,11519	4,11141	0,12323	0,24323
7	2,21068	0,45235	10,08901	4,56376	0,09912	0,21912
8	2,47596	0,40388	12,29969	4,96764	0,08130	0,20130
9	2,77308	0,36061	14,77566	5,32825	0,06768	0,18768
10	3,10585	0,32197	17,54874	5,65022	0,05698	0,17698
11	3,47855	0,28748	20,65458	5,93770	0,04842	0,16842
12	3,89598	0,25668	24,13313	6,19437	0,04144	0,16144
13	4,36349	0,22917	28,02911	6,42355	0,03568	0,15568
14	4,88711	0,20462	32,39260	6,62817	0,03087	0,15087
15	5,47357	0,18270	37,27971	6,81086	0,02682	0,14682
16	6,13039	0,16312	42,75328	6,97399	0,02339	0,14339
17	6,86604	0,14564	48,88367	7,11963	0,02046	0,14046
18	7,68997	0,13004	55,74971	7,24967	0,01794	0,13794
19	8,61276	0,11611	63,43968	7,36578	0,01576	0,13576
20	9,64629	0,10367	72,05244	7,46944	0,01388	0,13388
21	10,80385	0,09256	81,69874	7,56200	0,01224	0,13224
22	12,10031	0,08264	92,50258	7,64465	0,01081	0,13081
23	13,55235	0,07379	104,60289	7,71843	0,00956	0,12956
24	15,17863	0,06588	118,15524	7,78432	0,00846	0,12846
25	17,00006	0,05882	133,33387	7,84314	0,00750	0,12750
26	19,04007	0,05252	150,33393	7,89566	0,00665	0,12665
27	21,32488	0,04689	169,37401	7,94255	0,00590	0,12590
28	23,88387	0,04187	190,69889	7,98442	0,00524	0,12524
29	26,74993	0,03738	214,58275	8,02181	0,00466	0,12466
30	29,95992	0,03338	241,33268	8,05518	0,00414	0,12414
35	52,79962	0,01894	431,66350	8,17550	0,00232	0,12232
40	93,05097	0,01075	767,09142	8,24378	0,00130	0,12130
45	163,98760	0,00610	1358,23003	8,28252	0,00074	0,12074
50	289,00219	0,00346	2400,01825	8,30450	0,00042	0,12042
55	509,32061	0,00196	4236,00505	8,31697	0,00024	0,12024
60	897,59693	0,00111	7471,64111	8,32405	0,00013	0,12013
65	1581,87249	0,00063	13173,93742	8,32807	0,00008	0,12008
70	2787,79983	0,00036	23223,33190	8,33034	0,00004	0,12004
75	4913,05584	0,00020	40933,79867	8,33164	0,00002	0,12002
80	8658,48310	0,00012	72145,69250	8,33237	0,00001	0,12001

Таблица 6А.14. Норма процента на период $(i) = 13\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,13000	0,88496	1,00000	0,88496	1,00000	1,13000
2	1,27690	0,78315	2,13000	1,66810	0,46948	0,59948
3	1,44290	0,69305	3,40690	2,36115	0,29352	0,42352
4	1,63047	0,61332	4,84980	2,97447	0,20619	0,33619
5	1,84244	0,54276	6,48027	3,51723	0,15431	0,28431
6	2,08195	0,48032	8,32271	3,99755	0,12015	0,25015
7	2,35261	0,42506	10,40466	4,42261	0,09611	0,22611
8	2,65844	0,37616	12,75726	4,79877	0,07839	0,20839
9	3,00404	0,33288	15,41571	5,13166	0,06487	0,19487
10	3,39457	0,29459	18,41975	5,42624	0,05429	0,18429
11	3,83586	0,26070	21,81432	5,68694	0,04584	0,17584
12	4,33452	0,23071	25,65018	5,91765	0,03899	0,16899
13	4,89801	0,20416	29,98470	6,12181	0,03335	0,16335
14	5,53475	0,18068	34,88271	6,30249	0,02867	0,15867
15	6,25427	0,15989	40,41746	6,46238	0,02474	0,15474
16	7,06733	0,14150	46,67173	6,60388	0,02143	0,15143
17	7,98608	0,12522	53,73906	6,72909	0,01861	0,14861
18	9,02427	0,11081	61,72514	6,83991	0,01620	0,14620
19	10,19742	0,09806	70,74941	6,93797	0,01413	0,14413
20	11,52309	0,08678	80,94683	7,02475	0,01235	0,14235
21	13,02109	0,07680	92,46992	7,10155	0,01081	0,14081
22	14,71383	0,06796	105,49101	7,16951	0,00948	0,13948
23	16,62663	0,06014	120,20484	7,22966	0,00832	0,13832
24	18,78809	0,05323	136,83147	7,28288	0,00731	0,13731
25	21,23054	0,04710	155,61956	7,32998	0,00643	0,13643
26	23,99051	0,04168	176,85010	7,37167	0,00565	0,13565
27	27,10928	0,03689	200,84061	7,40856	0,00498	0,13498
28	30,63349	0,03264	227,94989	7,44120	0,00439	0,13439
29	34,61584	0,02889	258,58338	7,47009	0,00387	0,13387
30	39,11590	0,02557	293,19922	7,49565	0,00341	0,13341
35	72,06851	0,01388	546,68082	7,58557	0,00183	0,13183
40	132,78155	0,00753	1013,70424	7,63438	0,00099	0,13099
45	244,64140	0,00409	1874,16463	7,66086	0,00053	0,13053
50	450,73593	0,00222	3459,50712	7,67524	0,00029	0,13029
55	830,45173	0,00120	6380,39789	7,68304	0,00016	0,13016
60	1530,05347	0,00065	11761,94979	7,68728	0,00009	0,13009
65	2819,02434	0,00035	21677,11035	7,68958	0,00005	0,13005
70	5193,86962	0,00019	39945,15096	7,69083	0,00003	0,13003
75	9569,36811	0,00010	73602,83163	7,69150	0,00001	0,13001

Таблица 6А.15. Норма процента на период $(i) = 14\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,14000	0,87719	1,00000	0,87719	1,00000	1,14000
2	1,29960	0,76947	2,14000	1,64666	0,46729	0,60729
3	1,48154	0,67497	3,43960	2,32163	0,29073	0,43073
4	1,68896	0,59208	4,92114	2,91371	0,20320	0,34320
5	1,92541	0,51937	6,61010	3,43308	0,15128	0,29128
6	2,19497	0,45559	8,53552	3,88867	0,11716	0,25716
7	2,50227	0,39964	10,73049	4,28830	0,09319	0,23319
8	2,85259	0,35056	13,23276	4,63886	0,07557	0,21557
9	3,25195	0,30751	16,08535	4,94637	0,06217	0,20217
10	3,70722	0,26974	19,33730	5,21612	0,05171	0,19171
11	4,22623	0,23662	23,04452	5,45273	0,04339	0,18339
12	4,81790	0,20756	27,27075	5,66029	0,03667	0,17667
13	5,49241	0,18207	32,08865	5,84236	0,03116	0,17116
14	6,26135	0,15971	37,58107	6,00207	0,02661	0,16661
15	7,13794	0,14010	43,84241	6,14217	0,02281	0,16281
16	8,13725	0,12289	50,98035	6,26506	0,01962	0,15962
17	9,27646	0,10780	59,11760	6,37286	0,01692	0,15692
18	10,57517	0,09456	68,39407	6,46742	0,01462	0,15462
19	12,05569	0,08295	78,96923	6,55037	0,01266	0,15266
20	13,74349	0,07276	91,02493	6,62313	0,01099	0,15099
21	15,66758	0,06383	104,76842	6,68696	0,00954	0,14954
22	17,86104	0,05599	120,43600	6,74294	0,00830	0,14830
23	20,36158	0,04911	138,29704	6,79206	0,00723	0,14723
24	23,21221	0,04308	158,65862	6,83514	0,00630	0,14630
25	26,46192	0,03779	181,87083	6,87293	0,00550	0,14550
26	30,16658	0,03315	208,33274	6,90608	0,00480	0,14480
27	34,38991	0,02908	238,49933	6,93515	0,00419	0,14419
28	39,20449	0,02551	272,88923	6,96066	0,00366	0,14366
29	44,69312	0,02237	312,09373	6,98304	0,00320	0,14320
30	50,95016	0,01963	356,78685	7,00266	0,00280	0,14280
35	98,10018	0,01019	693,57270	7,07005	0,00144	0,14144
40	188,88351	0,00529	1342,02510	7,10504	0,00075	0,14075
45	363,67907	0,00275	2590,56480	7,12322	0,00039	0,14039
50	700,23299	0,00143	4994,52135	7,13266	0,00020	0,14020
55	1348,23881	0,00074	9623,13434	7,13756	0,00010	0,14010
60	2595,91866	0,00039	18535,13328	7,14011	0,00005	0,14005
65	4998,21964	0,00020	35694,42601	7,14143	0,00003	0,14003
70	9623,64498	0,00010	68733,17846	7,14211	0,00001	0,14001

Таблица 6А.16. Норма процента на период (i) = 15 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,15000	0,86957	1,00000	0,86957	1,00000	1,15000
2	1,32250	0,75614	2,15000	1,62571	0,46512	0,61512
3	1,52088	0,65752	3,47250	2,28323	0,28798	0,43798
4	1,74901	0,57175	4,99338	2,85498	0,20027	0,35027
5	2,01136	0,49718	6,74238	3,35216	0,14832	0,29832
6	2,31306	0,43233	8,75374	3,78448	0,11424	0,26424
7	2,66002	0,37594	11,06680	4,16042	0,09036	0,24036
8	3,05902	0,32690	13,72682	4,48732	0,07285	0,22285
9	3,51788	0,28426	16,78584	4,77158	0,05957	0,20957
10	4,04556	0,24718	20,30872	5,01877	0,04925	0,19925
11	4,65239	0,21494	24,34928	5,23371	0,04107	0,19107
12	5,35025	0,18691	29,00167	5,42062	0,03448	0,18448
13	6,15279	0,16253	34,35192	5,58315	0,02911	0,17911
14	7,07571	0,14133	40,50471	5,72448	0,02469	0,17469
15	8,13706	0,12289	47,58041	5,84737	0,02102	0,17102
16	9,35762	0,10686	55,71747	5,95423	0,01795	0,16795
17	10,76126	0,09293	65,07509	6,04716	0,01537	0,16537
18	12,37545	0,08081	75,83636	6,12797	0,01319	0,16319
19	14,23177	0,07027	88,21181	6,19823	0,01134	0,16134
20	16,36654	0,06110	102,44358	6,25933	0,00976	0,15976
21	18,82152	0,05313	118,81012	6,31246	0,00842	0,15842
22	21,64475	0,04620	137,63164	6,35866	0,00727	0,15727
23	24,89146	0,04017	159,27638	6,39884	0,00628	0,15628
24	28,62518	0,03493	184,16784	6,43377	0,00543	0,15543
25	32,91895	0,03038	212,79302	6,46415	0,00470	0,15470
26	37,85680	0,02642	245,71197	6,49056	0,00407	0,15407
27	43,53531	0,02297	283,56877	6,51353	0,00353	0,15353
28	50,06561	0,01997	327,10408	6,53351	0,00306	0,15306
29	57,57545	0,01737	377,16969	6,55088	0,00265	0,15265
30	66,21177	0,01510	434,74515	6,56598	0,00230	0,15230
35	133,17552	0,00751	881,17016	6,61661	0,00113	0,15113
40	267,86355	0,00373	1779,09031	6,64178	0,00056	0,15056
45	538,76927	0,00186	3585,12846	6,65429	0,00028	0,15028
50	1083,65744	0,00092	7217,71628	6,66051	0,00014	0,15014
55	2179,62218	0,00046	14524,14789	6,66361	0,00007	0,15007
60	4383,99875	0,00023	29219,99164	6,66515	0,00003	0,15003
65	8817,78739	0,00011	58778,58258	6,66591	0,00002	0,15002
70	17735,72004	0,00006	118231,46693	6,66629	0,00001	0,15001

Таблица 6А.17. Норма процента на период $(i) = 20\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,20000	0,83333	1,00000	0,83333	1,00000	1,20000
2	1,44000	0,69444	2,20000	1,52778	0,45455	0,65455
3	1,72800	0,57870	3,64000	2,10648	0,27473	0,47473
4	2,07360	0,48225	5,36800	2,58873	0,18629	0,38629
5	2,48832	0,40188	7,44160	2,99061	0,13438	0,33438
6	2,98598	0,33490	9,92992	3,32551	0,10071	0,30071
7	3,58318	0,27908	12,91590	3,60459	0,07742	0,27742
8	4,29982	0,23257	16,49908	3,83716	0,06061	0,26061
9	5,15978	0,19381	20,79890	4,03097	0,04808	0,24808
10	6,19174	0,16151	25,95868	4,19247	0,03852	0,23852
11	7,43008	0,13459	32,15042	4,32706	0,03110	0,23110
12	8,91610	0,11216	39,58050	4,43922	0,02526	0,22526
13	10,69932	0,09346	48,49660	4,53268	0,02062	0,22062
14	12,83918	0,07789	59,19592	4,61057	0,01689	0,21689
15	15,40702	0,06491	72,03511	4,67547	0,01388	0,21388
16	18,48843	0,05409	87,44213	4,72956	0,01144	0,21144
17	22,18611	0,04507	105,93056	4,77463	0,00944	0,20944
18	26,62333	0,03756	128,11667	4,81219	0,00781	0,20781
19	31,94800	0,03130	154,74000	4,84350	0,00646	0,20646
20	38,33760	0,02608	186,68800	4,86958	0,00536	0,20536
21	46,00512	0,02174	225,02560	4,89132	0,00444	0,20444
22	55,20614	0,01811	271,03072	4,90943	0,00369	0,20369
23	66,24737	0,01509	326,23686	4,92453	0,00307	0,20307
24	79,49685	0,01258	392,48424	4,93710	0,00255	0,20255
25	95,39622	0,01048	471,98108	4,94759	0,00212	0,20212
26	114,47546	0,00874	567,37730	4,95632	0,00176	0,20176
27	137,37055	0,00728	681,85276	4,96360	0,00147	0,20147
28	164,84466	0,00607	819,22331	4,96967	0,00122	0,20122
29	197,81359	0,00506	984,06797	4,97472	0,00102	0,20102
30	237,37631	0,00421	1181,88157	4,97894	0,00085	0,20085
35	590,66823	0,00169	2948,34115	4,99154	0,00034	0,20034
40	1469,77157	0,00068	7343,85784	4,99660	0,00014	0,20014
45	3657,26199	0,00027	18281,30994	4,99863	0,00005	0,20005
50	9100,43815	0,00011	45497,19075	4,99945	0,00002	0,20002
55	22644,80226	0,00004	113219,01129	4,99978	0,00001	0,20001

Таблица 6А.18. Норма процента на период (i) = 25 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,25000	0,80000	1,00000	0,80000	1,00000	1,25000
2	1,56250	0,64000	2,25000	1,44000	0,44444	0,69444
3	1,95313	0,51200	3,81250	1,95200	0,26230	0,51230
4	2,44141	0,40960	5,76563	2,36160	0,17344	0,42344
5	3,05176	0,32768	8,20703	2,68928	0,12185	0,37185
6	3,81470	0,26214	11,25879	2,95142	0,08882	0,33882
7	4,76837	0,20972	15,07349	3,16114	0,06634	0,31634
8	5,96046	0,16777	19,84186	3,32891	0,05040	0,30040
9	7,45058	0,13422	25,80232	3,46313	0,03876	0,28876
10	9,31323	0,10737	33,25290	3,57050	0,03007	0,28007
11	11,64153	0,08590	42,56613	3,65640	0,02349	0,27349
12	14,55192	0,06872	54,20766	3,72512	0,01845	0,26845
13	18,18989	0,05498	68,75958	3,78010	0,01454	0,26454
14	22,73737	0,04398	86,94947	3,82408	0,01150	0,26150
15	28,42171	0,03518	109,68684	3,85926	0,00912	0,25912
16	35,52714	0,02815	138,10855	3,88741	0,00724	0,25724
17	44,40892	0,02252	173,63568	3,90993	0,00576	0,25576
18	55,51115	0,01801	218,04460	3,92794	0,00459	0,25459
19	69,38894	0,01441	273,55576	3,94235	0,00366	0,25366
20	86,73617	0,01153	342,94470	3,95388	0,00292	0,25292
21	108,42022	0,00922	429,68087	3,96311	0,00233	0,25233
22	135,52527	0,00738	538,10109	3,97049	0,00186	0,25186
23	169,40659	0,00590	673,62636	3,97639	0,00148	0,25148
24	211,75824	0,00472	843,03295	3,98111	0,00119	0,25119
25	264,69780	0,00378	1054,79118	3,98489	0,00095	0,25095
26	330,87225	0,00302	1319,48898	3,98791	0,00076	0,25076
27	413,59031	0,00242	1650,36123	3,99033	0,00061	0,25061
28	516,98788	0,00193	2063,95153	3,99226	0,00048	0,25048
29	646,23485	0,00155	2580,93941	3,99381	0,00039	0,25039
30	807,79357	0,00124	3227,17427	3,99505	0,00031	0,25031
35	2465,19033	0,00041	9856,76132	3,99838	0,00010	0,25010
40	7523,16385	0,00013	30088,65538	3,99947	0,00003	0,25003
45	22958,87404	0,00004	91831,49616	3,99983	0,00001	0,25001

Таблица 6А.19. Норма процента на период (i) = 30 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,30000	0,76923	1,00000	0,76923	1,00000	1,30000
2	1,69000	0,59172	2,30000	1,36095	0,43478	0,73478
3	2,19700	0,45517	3,99000	1,81611	0,25063	0,55063
4	2,85610	0,35013	6,18700	2,16624	0,16163	0,46163
5	3,71293	0,26933	9,04310	2,43557	0,11058	0,41058
6	4,82681	0,20718	12,75603	2,64275	0,07839	0,37839

(продолжение на следующей странице)

Таблица 6А.19. Норма процента на период (i) = 30 %

(продолжение)

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
7	6,27485	0,15937	17,58284	2,80211	0,05687	0,35687
8	8,15731	0,12259	23,85769	2,92470	0,04192	0,34192
9	10,60450	0,09430	32,01500	3,01900	0,03124	0,33124
10	13,78585	0,07254	42,61950	3,09154	0,02346	0,32346
11	17,92160	0,05580	56,40535	3,14734	0,01773	0,31773
12	23,29809	0,04292	74,32695	3,19026	0,01345	0,31345
13	30,28751	0,03302	97,62504	3,22328	0,01024	0,31024
14	39,37376	0,02540	127,91255	3,24867	0,00782	0,30782
15	51,18589	0,01954	167,28631	3,26821	0,00598	0,30598
16	66,54166	0,01503	218,47220	3,28324	0,00458	0,30458
17	86,50416	0,01156	285,01386	3,29480	0,00351	0,30351
18	112,45541	0,00889	371,51802	3,30369	0,00269	0,30269
19	146,19203	0,00684	483,97343	3,31053	0,00207	0,30207
20	190,04964	0,00526	630,16546	3,31579	0,00159	0,30159
21	247,06453	0,00405	820,21510	3,31984	0,00122	0,30122
22	321,18389	0,00311	1067,27963	3,32296	0,00094	0,30094
23	417,53905	0,00239	1388,46351	3,32535	0,00072	0,30072
24	542,80077	0,00184	1806,00257	3,32719	0,00055	0,30055
25	705,64100	0,00142	2348,80334	3,32861	0,00043	0,30043
26	917,33330	0,00109	3054,44434	3,32970	0,00033	0,30033
27	1192,53329	0,00084	3971,77764	3,33054	0,00025	0,30025
28	1550,29328	0,00065	5164,31093	3,33118	0,00019	0,30019
29	2015,38126	0,00050	6714,60421	3,33168	0,00015	0,30015
30	2619,99564	0,00038	8729,98548	3,33206	0,00011	0,30011
35	9727,86043	0,00010	32422,86808	3,33299	0,00003	0,30003
40	36118,86481	0,00003	120392,88269	3,33324	0,00001	0,30001

Таблица 6А.20. Норма процента на период (i) = 40 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,40000	0,71429	1,00000	0,71429	1,00000	1,40000
2	1,96000	0,51020	2,40000	1,22449	0,41667	0,81667
3	2,74400	0,36443	4,36000	1,58892	0,22936	0,62936
4	3,84160	0,26031	7,10400	1,84923	0,14077	0,54077
5	5,37824	0,18593	10,94560	2,03516	0,09136	0,49136
6	7,52954	0,13281	16,32384	2,16797	0,06126	0,46126
7	10,54135	0,09486	23,85338	2,26284	0,04192	0,44192
8	14,75789	0,06776	34,39473	2,33060	0,02907	0,42907
9	20,66105	0,04840	49,15262	2,37900	0,02034	0,42034
10	28,92547	0,03457	69,81366	2,41357	0,01432	0,41432
11	40,49565	0,02469	98,73913	2,43826	0,01013	0,41013
12	56,69391	0,01764	139,23478	2,45590	0,00718	0,40718
13	79,37148	0,01260	195,92869	2,46850	0,00510	0,40510

(продолжение на следующей странице)

Таблица 6A.20. Норма процента на период $(i) = 40\%$ (продолжение)

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
14	111,12007	0,00900	275,30017	2,47750	0,00363	0,40363
15	155,56810	0,00643	386,42024	2,48393	0,00259	0,40259
16	217,79533	0,00459	541,98833	2,48852	0,00185	0,40185
17	304,91347	0,00328	759,78367	2,49180	0,00132	0,40132
18	426,87885	0,00234	1064,69714	2,49414	0,00094	0,40094
19	597,63040	0,00167	1491,57599	2,49582	0,00067	0,40067
20	836,68255	0,00120	2089,20639	2,49701	0,00048	0,40048
21	1171,35558	0,00085	2925,88894	2,49787	0,00034	0,40034
22	1639,89781	0,00061	4097,24452	2,49848	0,00024	0,40024
23	2295,85693	0,00044	5737,14232	2,49891	0,00017	0,40017
24	3214,19970	0,00031	8032,99925	2,49922	0,00012	0,40012
25	4499,87958	0,00022	11247,19895	2,49944	0,00009	0,40009
26	6299,83141	0,00016	15747,07853	2,49960	0,00006	0,40006
27	8819,76398	0,00011	22046,90994	2,49972	0,00005	0,40005
28	12347,66957	0,00008	30866,67392	2,49980	0,00003	0,40003
29	17286,73740	0,00006	43214,34349	2,49986	0,00002	0,40002

Таблица 6A.21. Норма процента на период $(i) = 50\%$

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,50000	0,66667	1,00000	0,66667	1,00000	1,50000
2	2,25000	0,44444	2,50000	1,11111	0,40000	0,90000
3	3,37500	0,29630	4,75000	1,40741	0,21053	0,71053
4	5,06250	0,19753	8,12500	1,60494	0,12308	0,62308
5	7,59375	0,13169	13,18750	1,73663	0,07583	0,57583
6	11,39063	0,08779	20,78125	1,82442	0,04812	0,54812
7	17,08594	0,05853	32,17188	1,88294	0,03108	0,53108
8	25,62891	0,03902	49,25781	1,92196	0,02030	0,52030
9	38,44336	0,02601	74,88672	1,94798	0,01335	0,51335
10	57,66504	0,01734	113,33008	1,96532	0,00882	0,50882
11	86,49756	0,01156	170,99512	1,97688	0,00585	0,50585
12	129,74634	0,00771	257,49268	1,98459	0,00388	0,50388
13	194,61951	0,00514	387,23901	1,98972	0,00258	0,50258
14	291,92926	0,00343	581,85852	1,99315	0,00172	0,50172
15	437,89389	0,00228	873,78778	1,99543	0,00114	0,50114
16	656,84084	0,00152	1311,68167	1,99696	0,00076	0,50076
17	985,26125	0,00101	1968,52251	1,99797	0,00051	0,50051
18	1477,89188	0,00068	2953,78376	1,99865	0,00034	0,50034
19	2216,83782	0,00045	4431,67564	1,99910	0,00023	0,50023
20	3325,25673	0,00030	6648,51346	1,99940	0,00015	0,50015
21	4987,88510	0,00020	9973,77019	1,99960	0,00010	0,50010
22	7481,82764	0,00013	14961,65529	1,99973	0,00007	0,50007
23	11222,74146	0,00009	22443,48293	1,99982	0,00004	0,50004
24	16834,11220	0,00006	33666,22439	1,99988	0,00003	0,50003
25	25251,16829	0,00004	50500,33659	1,99992	0,00002	0,50002

Таблица 6А.22. Норма процента на период (i) = 70 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,70000	0,58824	1,00000	0,58824	1,00000	1,70000
2	2,89000	0,34602	2,70000	0,93426	0,37037	1,07037
3	4,91300	0,20354	5,59000	1,13780	0,17889	0,87889
4	8,35210	0,11973	10,50300	1,25753	0,09521	0,79521
5	14,19857	0,07043	18,85510	1,32796	0,05304	0,75304
6	24,13757	0,04143	33,05367	1,36939	0,03025	0,73025
7	41,03387	0,02437	57,19124	1,39376	0,01749	0,71749
8	69,75757	0,01434	98,22511	1,40809	0,01018	0,71018
9	118,58788	0,00843	167,98268	1,41652	0,00595	0,70595
10	201,59939	0,00496	286,57056	1,42149	0,00349	0,70349
11	342,71896	0,00292	488,16995	1,42440	0,00205	0,70205
12	582,62224	0,00172	830,88891	1,42612	0,00120	0,70120
13	990,45780	0,00101	1413,51115	1,42713	0,00071	0,70071
14	1683,77827	0,00059	2403,96895	1,42772	0,00042	0,70042
15	2862,42305	0,00035	4087,74722	1,42807	0,00024	0,70024
16	4866,11919	0,00021	6950,17027	1,42828	0,00014	0,70014
17	8272,40262	0,00012	11816,28946	1,42840	0,00008	0,70008
18	14063,08445	0,00007	20088,69207	1,42847	0,00005	0,70005
19	23907,24357	0,00004	34151,77653	1,42851	0,00003	0,70003
20	40642,31407	0,00002	58059,02009	1,42854	0,00002	0,70002

Таблица 6А.23. Норма процента на период (i) = 90 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	1,90000	0,52632	1,00000	0,52632	1,00000	1,90000
2	3,61000	0,27701	2,90000	0,80332	0,34483	1,24483
3	6,85900	0,14579	6,51000	0,94912	0,15361	1,05361
4	13,03210	0,07673	13,36900	1,02585	0,07480	0,97480
5	24,76099	0,04039	26,40110	1,06624	0,03788	0,93788
6	47,04588	0,02126	51,16209	1,08749	0,01955	0,91955
7	89,38717	0,01119	98,20797	1,09868	0,01018	0,91018
8	169,83563	0,00589	187,59514	1,10457	0,00533	0,90533
9	322,68770	0,00310	357,43078	1,10767	0,00280	0,90280
10	613,10663	0,00163	680,11847	1,10930	0,00147	0,90147
11	1164,90259	0,00086	1293,22510	1,11016	0,00077	0,90077
12	2213,31492	0,00045	2458,12769	1,11061	0,00041	0,90041
13	4205,29835	0,00024	4671,44261	1,11085	0,00021	0,90021
14	7990,06686	0,00013	8876,74095	1,11097	0,00011	0,90011
15	15181,12703	0,00007	16866,80781	1,11104	0,00006	0,90006

Таблица 6А.24. Норма процента на период (i) = 110 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	2,10000	0,47619	1,00000	0,47619	1,00000	2,10000
2	4,41000	0,22676	3,10000	0,70295	0,32258	1,42258
3	9,26100	0,10798	7,51000	0,81093	0,13316	1,23316
4	19,44810	0,05142	16,77100	0,86235	0,05963	1,15963
5	40,84101	0,02449	36,21910	0,88683	0,02761	1,12761
6	85,76612	0,01166	77,06011	0,89849	0,01298	1,11298
7	180,10885	0,00555	162,82623	0,90404	0,00614	1,10614
8	378,22859	0,00264	342,93509	0,90669	0,00292	1,10292
9	794,28005	0,00128	721,16368	0,90795	0,00139	1,10139
10	1667,98810	0,00060	1515,44373	0,90855	0,00066	1,10066
11	3502,77501	0,00029	3183,43182	0,90883	0,00031	1,10031
12	7355,82751	0,00014	6686,20683	0,90897	0,00015	1,10015
13	15447,23777	0,00006	14042,03434	0,90903	0,00007	1,10007
14	32439,19933	0,00003	29489,27211	0,90906	0,00003	1,10003
15	68122,31858	0,00001	61928,47144	0,90908	0,00002	1,10002

Таблица 6А.25. Норма процента на период (i) = 130 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	2,30000	0,43478	1,00000	0,43478	1,00000	2,30000
2	5,29000	0,18904	3,30000	0,62382	0,30303	1,60303
3	12,16700	0,08219	8,59000	0,70601	0,11641	1,41641
4	27,98410	0,03573	20,75700	0,74174	0,04818	1,34818
5	64,36343	0,01554	48,74110	0,75728	0,02052	1,32052
6	148,03589	0,00676	113,10453	0,76403	0,00884	1,30884
7	340,48254	0,00294	261,14042	0,76697	0,00383	1,30383
8	783,10985	0,00128	601,62296	0,76825	0,00166	1,30166
9	1801,15266	0,00056	1384,73282	0,76880	0,00072	1,30072
10	4142,65112	0,00024	3185,88548	0,76905	0,00031	1,30031
11	9528,09758	0,00010	7328,53660	0,76915	0,00014	1,30014
12	21914,62443	0,00005	16856,63418	0,76920	0,00006	1,30006
13	50403,63619	0,00002	38771,25861	0,76922	0,00003	1,30003
14	115923,36325	0,00001	89174,89480	0,76922	0,00001	1,30001
15	266635,23546	0,00000	205103,25805	0,76923	0,00000	1,30000

Таблица 6А.26. Норма процента на период (i) = 150 %

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	2,50000	0,40000	1,00000	0,40000	1,00000	2,50000
2	6,25000	0,16000	3,50000	0,56000	0,28571	1,78571
3	15,62500	0,06400	9,75000	0,62400	0,10256	1,60256
4	39,06250	0,02560	25,37500	0,64960	0,03941	1,53941
5	97,65625	0,01024	64,43750	0,65984	0,01552	1,51552

(продолжение на следующей странице)

Таблица 6А.26. Норма процента на период (i) = 150% (продолжение)

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
6	244,14063	0,00410	162,09375	0,66394	0,00617	1,50617
7	610,35156	0,00164	406,23438	0,66557	0,00246	1,50246
8	1525,87891	0,00066	1016,58594	0,66623	0,00098	1,50098
9	3814,69727	0,00026	2542,46484	0,66649	0,00039	1,50039
10	9536,74316	0,00010	6357,16211	0,66660	0,00016	1,50016
11	23841,85791	0,00004	15893,90527	0,66664	0,00006	1,50006
12	59604,64478	0,00002	39735,76318	0,66666	0,00003	1,50003
13	149011,61194	0,00001	99340,40796	0,66666	0,00001	1,50001

Таблица 6А.27. Норма процента на период (i) = 200%

n	$F/P_{i,n}$	$P/F_{i,n}$	$F/A_{i,n}$	$P/A_{i,n}$	$A/F_{i,n}$	$A/P_{i,n}$
1	3,00000	0,33333	1,00000	0,33333	1,00000	3,00000
2	9,00000	0,11111	4,00000	0,44444	0,25000	2,25000
3	27,00000	0,03704	13,00000	0,48148	0,07692	2,07692
4	81,00000	0,01235	40,00000	0,49383	0,02500	2,02500
5	243,00000	0,00412	121,00000	0,49794	0,00826	2,00826
6	729,00000	0,00137	364,00000	0,49931	0,00275	2,00275
7	2187,00000	0,00046	1093,00000	0,49977	0,00091	2,00091
8	6561,00000	0,00015	3280,00000	0,49992	0,00030	2,00030
9	19683,00000	0,00005	9841,00000	0,49997	0,00010	2,00010
10	59049,00000	0,00002	29524,00000	0,49999	0,00003	2,00003
11	177147,00000	0,00001	88573,00000	0,50000	0,00001	2,00001
12	531441,00000	0,00000	265720,00000	0,50000	0,00000	2,00000

Задачи

1. На сберегательный счет поместили 1000 долларов под ГПС 6%. При условии, что сложный процент начисляется ежемесячно, определить, какая сумма будет на счету через шесть лет, если в конце второго года со счета была снята сумма в 200 долларов.

2. Были приобретены 10 обыкновенных акций, по 50 долларов за акцию. Цена акций в течение двух лет выросла на 5% годовых ежегодно, затем за полгода упала на 2% годовых, а в следующие 2,5 года снова выросла на 11% ежегодно. Рассчитать следующие величины, если за приобретение и продажу акций комиссия не взималась.

- Стоимость акций через два года.
- Стоимость акций через два с половиной года.
- Стоимость акций через пять лет.
- Номинальную норму процента для инвестиций на пять лет.

3. Какую сумму необходимо класть на сберегательный счет ежемесячно в течение 10 лет

под ежегодно начисляемые 7% годовых, чтобы после последнего платежа получить 50 000 долларов?

4. В рамках сберегательной программы компании на счет ежемесячно кладется 100 долларов, при этом компания незамедлительно добавляет на этот счет равнозначную сумму. Если план сбережений подразумевает ежегодное начисление 4% в течение двух лет и затем ежегодное начисление 6% в течение трех следующих лет, какова стоимость плана через 5 лет?

5. Покупатель приобрел дом за 150 000 долларов на условиях оплаты в рассрочку по 10%. Если финансовое учреждение предлагает ссуду на 15 лет под ГПС 6%, какими должны быть ежемесячные выплаты, чтобы погасить ссуду и проценты. Начисление процентов осуществляется ежемесячно.

6. Инвестор считает, что стоимость денег составляет 11% ежегодно, и планирует вложить их в один из двух проектов. Первый инвестиционный вариант (А): вложить 5000 долларов и ежегодно в течение пяти лет получать вы-

платы равными суммами в размере 1318,99 долларов. Второй инвестиционный вариант (В) вложить ту же сумму денег и ежегодно в течение трех лет получать выплаты равными суммами в размере 1318,99 долларов, а затем по истечении пяти лет получить единовременную сумму в 3370,12 долларов. На сколько выше стоимость лучшего из двух инвестиционных проектов?

7. Какой ГПС ежемесячно начисляется на ссуду в 20 000 долларов, если заемщик требует погасить ее шестьдесятю ежемесячными выплатами в размере 386,66 долларов?

8. По расчетам инвестора, прямое долевое участие в газовой скважине принесет следующие ежегодные денежные потоки. Если временная стоимость денег составляет 10% годовых (с ежегодным начислением сложных процентов), какова стоимость прямого долевого участия?

Год	Денежный поток
1	\$4685
2	\$3820
3	\$3085
4	\$2740
5	\$1955
6	-\$9000

9. В задаче 8 инвестор приобрел прямое долевое участие в газовой скважине за 5000 долларов. Рассчитать дисконтированные денежные поступления окупаемости (DC FROR).

10. Срок полезного использования актива стоимостью 20 000 долларов равен пяти годам. Рассчитать схему амортизации по методу равномерного списания, методу двойного уменьшения остатка и методу амортизации по сумме числа лет срока полезного использования.

11. Общие капитальные затраты на конец периода равны 2 000 000 долларам, накопленная амортизация за предыдущие периоды равна 800 000 долларам, оцененные остаточные извлекаемые запасы на конец предыдущего периода составляют 480 000 BOE (баррели нефтяного эквивалента), добыча за текущий период равняется 70 000 BOE, а запасы за текущий период были пересмотрены в сторону уменьшения на 28 800 BOE. Рассчитать амортизацию за текущий период, используя метод единиц продукции. Какова была бы амортизация за период, если бы запасы не были пересмотрены?

Список литературы

- AGARWAL, R.G. (1980). A new method to account for producing time effects when drawdown type curves are used to analyze pressure buildup and other test data. SPE Paper 9289, Presented at SPE-AIME 55th Annual Technical Conference, Dallas, Texas, Sept. 21–24.
- AGARWAL, R.G., AL-HUSSAINY, R., and RAMEY, H.J., JR. (1970). An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. Analytical treatment. *SPE J.*, Sept., 279–290.
- AGARWAL, R.G., CARTER, R.D., and POLLOCK, C.B. (1979). Evaluation and performance prediction of low-permeability gas wells stimulated by massive hydraulic fracturing. *J. Pet. Technol.*, Mar., 362–372; also in SPE Reprint Series No. 9.
- AL-GHAMDI, A. and ISSAKA, M. (2001). SPE Paper 71589, Presented at the SPE Annual Conference, New Orleans, LA, 30 Sept.–3 Oct.
- AL-HUSSAINY, R., RAMEY, H.J., JR., and CRAWFORD, P.B. (1966). The flow of real gases through porous media. *Trans. AIME*, 237, 624.
- ALLARD, D.R. and CHEN, S.M. (1988). Calculation of water influx for bottomwater drive reservoirs. *SPE Reservoir Eng.*, May, 369–379.
- ANASH, J., BLASINGAME, T.A., and KNOWLES, R.S. (2000). A semi-analytic (p/z) rate-time relation for the analysis and prediction of gas well performance. *SPE Reservoir Eng.*, 3, Dec.
- ANCELL, K., LAMBERTS, S., and JOHNSON, F. (1980). Analysis of the coalbed degasification process. SPE/DPE Paper 8971, Presented at 1980 Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, PA, May 18–12, 1980.
- ARPS, J. (1945). Analysis of decline curve. *Trans. AIME*, 160, 228–231.
- BEGGS, D. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis* (Tulsa, OK: OGCI).
- BEGLAND, T. and WHITEHEAD, W. (1989). Depletion performance of volumetric high-pressure gas reservoirs. *SPE Reservoir Eng.*, Aug., 279–282.
- BENDAKHLIA, H. and AZIZ, K. (1989). IPR for solution-gas drive horizontal wells. Paper SPE 19823, Presented at the 64th SPE Annual Meeting, San Antonio, TX, Oct. 8–11.
- BORISOV, JU.P. (1984). *Oil Production Using Horizontal and Multiple Deviation Wells*, trans. J. Strauss and S.D. Joshi (ed.) (Bartlesville, OK: Phillips Petroleum Co., the R&D Library Translation).
- BOSSIE-CODREANU, D. (1989). A simple buildup analysis method to determine well drainage area and drawdown pressure for a stabilized well. *SPE Form. Eval.*, Sept., pp. 418–420.
- BOURDET, D. (1985). SPE Paper 13628, Presented at the SPE Regional Meeting, Bakersfield, CA, Mar. 27–29.
- BOURDET, D. and GRINGARTEN, A.C. (1980). Determination of fissure volume and block size in fractured reservoirs by type-curve analysis. SPE Paper 9293, Presented at the 1980 Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 21–24.
- BOURDET, D., WHITTLE, T.M., DOUGLAS, A.A., and PIRARD, Y.M. (1983). A new set of type curves simplifies well test analysis. *World Oil*, May, 95–106.
- BOURDET, D., ALAGOA, A., AYOUB, J.A., and PIRARD, Y.M. (1984). New type curves aid analysis of fissured zone well tests. *World Oil*, Apr., 111–124.
- BOURGOYNE, A. (1990). Shale water as a pressure support mechanism. *J. Pet. Sci.*, 3, 305.
- CARSON, D. and KATZ, D. (1942). Natural gas hydrates. *Trans. AIME*, 146, 150–159.
- CARTER, R. (1985). Type curves for finite radial and linear gas-flow systems. *SPE J.*, Oct., 719–728.
- CARTER, R. and TRACY, G. (1960). An improved method for calculations of water influx. *Trans. AIME*, 152.
- CHATAIS, A.T. (1953). A practical treatment of non-steady-state flow problems in reservoir systems. *Pet. Eng.*, Aug, B-44–56.
- CHAUDHRY, A. (2003). *Gas Well Testing Handbook* (Houston, TX: Gulf Publishing).
- CHENG, AM. (1990). IPR for solution gas-drive horizontal wells. Paper SPE 20720, Presented at the 65th SPE Annual Meeting, New Orleans, Sept. 23–26.
- CINCO, H., LEY, and SAMANIEGO, F. (1981). Transient pressure analysis for finite conductivity fracture case versus damage fracture case. SPE Paper 10179.
- CLARK, N. (1969). *Elements of Petroleum Reservoirs* (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers).
- COATS, K. (1962). A mathematical model for water movement about bottom-water-drive reservoirs. *SPE J.*, Mar., 44–52.
- COLE, F.W. (1969). *Reservoir Engineering Manual* (Houston, TX: Gulf Publishing).
- CRAFT, B. and HAWKINS, M. (1959). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall).
- CRAFT, B.C. and HAWKINS, M. (Revised by Terry, R.E.) (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 2nd ed. (Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall).
- CULHAM, W.E. (1974). Pressure buildup equations for spherical flow regime problems. *SPE J.*, Dec. 545–555.
- CULLENDER, M. and SMITH, R. (1956). Practical solution of gas flow equations for wells and pipelines. *Trans. AIME*, 207, 281–287.
- DAKE, L. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering* (Amsterdam: Elsevier).
- DAKE, L.P. (1994). *The Practice of Reservoir Engineering* (Amsterdam: Elsevier).
- DIETZ, D.N. (1965). Determination of average reservoir pressure from buildup surveys. *J. Pet. Technol.*, Aug., 955–959.
- DONOHUE, D. and ERKEKIN, T. (1982). *Gas Well Testing, Theory and Practice* (Boston: International Human Resources Development Corporation).
- DUGGAN, J.O. (1972). The Anderson 'L' — an abnormally pressured gas reservoir in South Texas. *J. Pet. Technol.*, 24, No. 2, 132–138.
- EARLOUGHER, ROBERT C., JR. (1977). *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Vol. 5 (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers of AIME).
- ECONOMIDES, C. (1988). Use of the pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior. *J. Pet. Technol.*, Oct.
- ECONOMIDES, M., HILL, A., and ECONOMIDES, C. (1994). *Petroleum Production Systems* (Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall).
- EDWARDSON, M. et al. (1962). Calculation of formation temperature disturbances caused by mud circulation. *J. Pet. Technol.*, Apr., 416–425.
- ERCB (1975). *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, 3 ed. (Calgary: Energy Resources Conservation Board).

- FANCHI, J. (1985). Analytical representation of the van Everdingen-Hurst influence functions. *SPE J.*, June, 405—425.
- FETKOVICH, E.J., FETKOVICH, M.J., and FETKOVICH, M.D. (1996). Useful concepts for decline curve forecasting, reserve estimation, and analysis. *SPE Reservoir Eng.*, Feb.
- FETKOVICH, M., REESE, D., and WHITSON, C. (1998). Application of a general material balance for high-pressure gas reservoirs. *SPE J.*, Mar., 923—931.
- FETKOVICH, M.J. (1971). A simplified approach to water influx calculations — finite aquifer systems. *J. Pet. Technol.*, July, 814—828.
- FETKOVICH, M.J. (1973). The isochronal testing of oil wells. Paper SPE 4529. Presented at the SPE Annual Meeting, Las Vegas, Nevada, Sept. 30—Oct. 3.
- FETKOVICH, M.J. (1980). Decline curve analysis using type curves. SPE 4629, *SPE J.*, June.
- FETKOVICH, M.J., VIENOT, M.E., BRADLEY, M.D., and KIESOW, U.G. (1987). Decline curve analysis using type curves — case histories. SPE 13169, *SPE Form. Eval.*, Dec.
- GENTRY, R.W. (1972). Decline curve analysis. *J. Pet. Technol.*, Jan., 38.
- GIGER, F.M., REISS, L.H., and JOURDAN, A.P. (1984). The reservoir engineering aspect of horizontal drilling. Paper SPE 13024. Presented at the 59th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Sept. 16—19.
- GODBOLE, S., KAMATH, V., and ECONOMIDES, C. (1988). Natural gas hydrates in the Alaskan Arctic. *SPE Form. Eval.*, Mar.
- GOLAN, M. and WHITSON, C. (1986). *Well Performance*, 2nd ed. (Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall).
- GRAY, K. (1965). Approximating well-to-fault distance. *J. Pet. Technol.*, July, 761—767.
- GRINGARTEN, A. (1984). Interpretations of tests in fissured and multilayered reservoirs with double-porosity behavior. *J. Pet. Technol.*, Apr., 549—554.
- GRINGARTEN, A. (1987). Type curve analysis. *J. Pet. Technol.*, Jan., 11—13.
- GRINGARTEN, A.C., RAMEY, H.J., JR., and RAGHAVAN, R. (1974). Unsteady-state pressure distributions created by a well with a single infinite-conductivity vertical fracture. *SPE J.*, Aug., 347—360.
- GRINGARTEN, A.C., RAMEY, H.J., JR., and RAGHAVAN, R. (1975). Applied pressure analysis for fractured wells. *J. Pet. Technol.*, July, 887—892.
- GRINGARTEN, A.C., BOURDET, D.P., LANDEL, P.A., and KNIAZEFF, V.J. (1979). Comparison between different skin and well-bore storage type-curves for early time transient analysis. SPE Paper 8205. Presented at SPE-AIME 54th Annual Technical Conference, Las Vegas, Nevada, Sept. 23—25.
- GUNAWAN, RONALD and BLASINGAME, T.A. (2001). A semi-analytic (p/z) technique for the analysis of reservoir performance from abnormally pressured gas reservoirs. SPE Paper 71514. Presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition, New Orleans, LA, Sept.
- HAGOORT, JACQUES and HOOGSTRA, ROB (1999). Numerical solution of the material balance equations of compartmented gas reservoirs. *SPE Reservoir Eng.*, 2, Aug.
- HAMMERLINDL, D.J. (1971). Predicting gas reserves in abnormally pressure reservoirs. Paper SPE 3479 presented at the 46th Annual Fall Meeting of SPE-AIME, New Orleans, LA, Oct.
- HARVILLE, D. and HAWKINS, M. (1969). Rock compressibility in geopressured gas reservoirs. *J. Pet. Technol.*, Dec., 1528—1532.
- HAVLENA, D. and ODEH, A.S. (1963). The material balance as an equation of a straight line: Part 1. *Trans. AIME*, 228, 1-896.
- HAVLENA, D. and ODEH, A.S. (1964). The material balance as an equation of a straight line: Part 2. *Trans. AIME*, 231, 1-815.
- HAWKINS, M. (1955). *Material Balances in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point*. SPE Transactions Reprint Series No. 3, pp. 36—40.
- HAWKINS, M. (1956). A note on the skin factor. *Trans. AIME*, 207, 356—357.
- HOLDER, G. and ANGER, C. (1982). A thermodynamic evaluation of thermal recovery of gas from hydrates in the earth. *J. Pet. Technol.*, May, 1127—1132.
- HOLDER, G. et al. (1987). Effect of gas composition and geothermal properties on the thickness of gas hydrate zones. *J. Pet. Technol.*, Sept., 1142—1147.
- HOLDITCH, S. et al. (1988). Enhanced recovery of coalbed methane through hydraulic fracturing. SPE Paper 18250. Presented at the SPE Annual Meeting, Houston, TX, Oct. 2—5.
- HORN, R. (1995). *Modern Test Analysis* (Palo Alto, CA: Petroway).
- HORNER, D.R. (1951). Pressure build-up in wells. Proceedings of the Third World Petroleum Congress, The Hague, Sec II, 503—523. Also *Pressure Analysis Methods*, Reprint Series, No. 9 (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers of AIME), pp. 25—43.
- HUGHES, B. and LOGAN, T. (1990). How to design a coalbed methane well. *Pet. Eng. Int.*, May, 16—23.
- HURST, W. (1943). Water influx into a reservoir. *Trans. AIME*, 151.
- IKOKU, C. (1984). *Natural Gas Reservoir Engineering* (New York: John Wiley & Sons).
- JONES, S.C. (1987). Using the inertial coefficient, b , to characterize heterogeneity in reservoir rock. SPE Paper 16949. Presented at the SPE Conference, Dallas, TX, Sept. 27—30.
- JOSHI, S. (1991). *Horizontal Well Technology* (Tulsa, OK: Penn Well).
- KAMAL, M. (1983). Interference and pulse testing — review. *J. Pet. Technol.*, Dec., 2257—2270.
- KAMAL, M. and BIGHAM, W.E. (1975). Pulse testing response for unequal pulse and shut-in periods. *SPE J.*, Oct., 399—410.
- KAMAL, M., FREYDER, D., and MURRAY, M. (1995). Use of transient testing in reservoir management. *J. Pet. Technol.*, Nov.
- KATZ, D. (1971). Depths to which frozen gas fields may be expected. *J. Pet. Technol.*, Apr.
- KAZEMI, H. (1969). Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *SPE J.*, Dec., 451—462.
- KAZEMI, H. (1974). Determining average reservoir pressure. *SPE J.*, Feb., 55—62.
- KAZEMI, H. and SETH, M. (1969). Effect of anisotropy on pressure transient analysis. *J. Pet. Technol.*, May, 639—647.

- KING, G. (1992). Material balance tec for coal seam and Devonian shale gas reservoirs with limited water influx. *SPE Reservoir Eng.*, Feb., 67—75.
- KING, G., ERTEKIN, T., and SCHWERER, F. (1986). Numerical simulation of the transient behavior of coal seam wells. *SPE Form. Eval.*, Apr., 165—183.
- KLINS, M. and CLARK, L. (1993). An improved method to predict future IPR curves. *SPE Reservoir Eng.*, Nov., 243—248.
- LANGMUIR, I. (1918). The constitution and fundamental properties of solids and liquids. *J. Am. Chem. Soc.*, 38, 1918.
- LEE, J. (1982). *Well Testing* (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers of AIME).
- LEE, J. and WATTENBARGER, R. (1996). *Gas Reservoir Engineering*, SPE Textbook Series, Vol. 5 (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers).
- LEFKOVITS, H., HAZEBROEK, P., ALLEN, E., and MATTHEWS, C. (1961). A study of the behavior of bounded reservoirs. *SPE J.*, Mar., 43—58.
- LEVINE, J. (1991). The impact of oil formed during coalification on generating natural gas in coalbed reservoirs. The 1991 Coalbed Methane Symposium, The University of Alabama-Tuscaloosa, May 13—16.
- MAKOGON, Y. (1981). *Hydrates of Natural Gas* (Tulsa, OK: Penn Well).
- MATTAR, L. and ANDERSON, D. (2003). A systematic and comprehensive methodology for advanced analysis of production data. SPE Paper 84472, Presented at the SPE Conference, Denver, CO, Oct. 5—8.
- MATTHEWS, C.S. and RUSSELL, D.G. (1967). *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Vol. 1 (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers of AIME).
- MATTHEWS, C.S., BRONS, F., and HAZEBROEK, P. (1954). A method for determination of average pressure in a bounded reservoir. *Trans. AIME*, 201, 182—191; also in SPE Reprint Series, No. 9.
- MAVOR, M. and NELSON, C. (1997). Coalbed reservoirs gas-in-place analysis. Gas Research Institute Report GRI 97/0263, Chicago.
- MAVOR, M., CLOSE, J., and McBANE, R. (1990). Formation evaluation of coalbed methane wells. *Pet. Soc. CIM*, CIM/SPE Paper 90—101.
- McLENNAN, J. and SCHAFER, P. (1995). A guide to coal bed gas content determination. Gas Research Institute Report GRI 94/0396, Chicago.
- McLEOD, N. and COULTER, A. (1969). The simulation treatment of pressure record. *J. Pet. Technol.*, Aug., 951—960.
- MERRILL, L.S., KAZEMI, H., and COGARTY, W.B. (1974). Pressure falloff analysis in reservoirs with fluid banks. *J. Pet. Technol.*, July, 809—818.
- MEUNIER, D., WITTMANN, M.J., and STEWART, G. (1985). Interpretation of pressure buildup test using in-situ measurement of afterflow. *J. Pet. Technol.*, Jan., 143—152.
- MULLER, S. (1947). *Permafrost* (Ann Arbor, MI: J.W. Edwards).
- MUSKAT, M. (1945). The production histories of oil producing gas-drive reservoirs. *J. Appl. Phys.*, 16, 167.
- MUSKAT, M. and EVINGER, H.H. (1942). Calculations of theoretical productivity factor. *Trans. AIME*, 146, 126—139.
- NAJURIETA, H.L. (1980). A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. *J. Pet. Technol.*, July, 1241—1250.
- NEAVEL, R. et al. (1986). Interrelationship between coal compositional parameters. *Fuel*, 65, 312—320 1999.
- NELSON, C. (1989). *Chemistry of coal weathering* (New York: Elsevier Science).
- NELSON, R. (1999). Effects of coalbed reservoir property analysis methods on gas-in-place estimates. SPE Paper 57443, Presented at SPE Regional Meeting, Charleston, WV, 21—22 Oct.
- OSTERGAARD, K. et al. (2000). Effects of reservoir fluid production on gas hydrate phase boundaries. SPE Paper 50689, Presented at the SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, Oct. 20—22.
- PALACIO, C. and BLASINGAME, T. (1993). Decline-curve analysis using type-curves analysis of gas well production data. SPE Paper 25909, Presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, CO, Apr. 26—28.
- PAPADOPULOS, I. (1965). Unsteady flow to a well in an infinite aquifer. *Int. Assoc. Sci. Hydrol.*, 1, 21—31.
- PAYNE, DAVID A. (1996). Material balance calculations in tight gas reservoirs: the pitfalls of p/z plots and a more accurate technique. *SPE Reservoir Eng.*, Nov.
- PERRINE, R. (1956). Analysis of pressure buildup curves. *Drill. Prod. Prac. API*, 482—509.
- PETNANTO, A. and ECONOMIDES, M. (1998). Inflow performance relationships for horizontal wells. SPE Paper 50659, Presented at the SPE European Conference held in The Hague, The Netherlands, Oct. 20—22.
- PINSON, A. (1972). Convenience in analysing two-rate flow tests. *J. Pet. Technol.*, Sept., 1139—1143.
- PLETCHER, J. (2000). Improvements to reservoir material balance methods. SPE 62882, SPE Annual Technical Conference, Dallas, TX, 1—4 Oct.
- POSTON, S. (1987). The simultaneous determination of formation compressibility and gas in place. Presented at the 1987 Production Operation Symposium, Oklahoma City, OK.
- POSTON, S. and BERG, R. (1997). *Overpressured Gas Reservoirs* (Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers).
- PRATIKNO, H., RUSHING, J., and BLASINGAME, T.A. (2003). Decline curve analysis using type curves — fractured wells. SPE 84287, SPE Annual Technical Conference, Denver, CO, 5—8 Oct.
- PRATT, T., MAVOR, M., and DEBRUYN, R. (1999). Coal gas resources and production potential in the Powder River Basin. Paper SPE 55599, Presented at the 1999 Rocky Mountain Meeting, Gillette, WY, May 15—18.
- RAMEY, H. (1975). Interference analysis for anisotropic formations. *J. Pet. Technol.*, Oct., 1290—1298.
- RAMEY, H. and COBB, W. (1971). A general buildup theory for a well located in a closed drainage area. *J. Pet. Technol.*, Dec.
- RAWLINS, E.L. and SCHELLHARDT, M.A. (1936). *Back-pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices* (US Bureau of Mines Monograph 7).
- REMNER, D. et al. (1986). A parametric study of the effects of coal seam properties on gas drainage. *SPE Reservoir Eng.*, Nov., 633.
- RENARD, G.I. and DUPUY, J.M. (1990). Influence of formation damage on the flow efficiency of hori-

- zonal wells. Paper SPE 19414, Presented at the Formation Damage Control Symposium, Lafayette, LA, Feb. 22–23.
- ROACH, R.H. (1981). Analyzing geopressured reservoirs — a material balance technique. SPE Paper 9968, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, TX, Dec.
- RUSSELL, D. and TRUITT, N. (1964). Transient pressure behaviour in vertically fractured reservoirs. *J. Pet. Technol.*, Oct., 1159–1170.
- SABET, M. (1991). *Well Test Analysis* (Dallas, TX: Gulf Publishing).
- SAIDIKOWSKI, R. (1979). SPE Paper 8204, Presented at the SPE Annual Conference, Las Vegas, NV, Sept. 23–25.
- SCHILTHUIS, R. (1936). Active oil and reservoir energy. *Trans. AIME*, 118, 37.
- SEIDLE, J. (1999). A modified p/Z method for coal wells. SPE Paper 55605, Presented at the 1999 Rocky Mountain Meeting, Gillette, WY, May 15–18.
- SEIDLE, J. and ARRL, A. (1990). Use of the conventional reservoir model for coalbed methane simulation. CIM/SPE Paper No. 90–118.
- SHERRAD, D., BRICE, B., and MacDONALD, D. (1987). Application of horizontal wells in Prudhoe Bay. *J. Pet. Technol.*, May, 1417–1421.
- SLIDER, H.C. (1976). *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. (Tulsa, OK: Petroleum Publishing).
- SLOAN, D. (1984). Phase equilibria of natural gas hydrates. Paper Presented at the 1984 Gas Producers Association Annual Meeting, New Orleans, LA, Mar. 19–21.
- SLOAN, E. (2000). *Hydrate Engineering* (Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers).
- SMITH, J. and COBB, W. (1979). Pressure buildup tests in bounded reservoirs. *J. Pet. Technol.*, Aug.
- SOMERTON, D. et al. (1975). Effects of stress on permeability of coal. *Int. J. Rock Mech., Min. Sci. Geomech. Abstr.*, 12, 129–145.
- STANDING, M.B. (1970). Inflow performance relationships for damaged wells producing by solution-gas drive. *J. Pet. Technol.*, Nov., 1399–1400.
- STEFFENSEN, R. (1987). Solution-gas-drive reservoirs. *Petroleum Engineering Handbook*, Chapter 37 (Dallas, TX: Society of Petroleum Engineers).
- STEGEMEIER, G. and MATTHEWS, C. (1958). A study of anomalous pressure buildup behavior. *Trans. AIME*, 213, 44–50.
- STROBEL, C., GULATI, M., and RAMEY, H. (1976). Reservoir limit tests in a naturally fractured reservoir. *J. Pet. Technol.*, Sept., 1097–1106.
- TARNER, J. (1944). How different size gas caps and pressure maintenance affect ultimate recovery. *Oil Wkly*, June 12, 32–36.
- TERWILLIGER, P. et al. (1951). An experimental and theoretical investigation of gravity drainage performance. *Trans. AIME*, 192, 285–296.
- TIAB, D. and KUMAR, A. (1981). Application of the p_D function to interference tests. *J. Pet. Technol.*, Aug., 1465–1470.
- TRACY, G. (1955). Simplified form of the MBE. *Trans. AIME*, 204, 243–246.
- UNSWORTH, J., FOWLER, C., and JONES, L. (1989). Moisture in coal. *Fuel*, 68, 18–26.
- VAN EVERDINGEN, A.F. and HURST, W. (1949). The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Trans. AIME*, 186, 305–324.
- VOGEL, J.V. (1968). Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. *J. Pet. Technol.*, Jan. 86–92.
- WALSH, J. (1981). Effect of pore pressure on fracture permeability. *Int. J. Rock Mech., Min. Sci. Geomech. Abstr.*, 18, 429–435.
- WARREN, J.E. and ROOT, P.J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE J.*, Sept., pp. 245–255.
- WATTENBARGER, ROBERT A. and RAMEY, H.J., JR. (1968). Gas well testing with turbulence damage and wellbore storage. *J. Pet. Technol.*, 877–887.
- WEST, S. and COCHRANE, P. (1994). Reserve determination using type curve matching and extended material balance methods in The Medicine Hat Shallow Gas Field. SPE Paper 28609, Presented at the 69th Annual Technical Conference, New Orleans, LA, Sept. 25–28.
- WHITSON, C. and BRULE, M. (2000). *Phase Behavior* (Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers).
- WICK, D. et al. (1986). Effective production strategies for coalbed methane in the Warrior Basin. SPE Paper 15234, Presented at the SPE Regional Meeting, Louisville, KY, May 18–21.
- WIGGINS, M.L. (1993). Generalized inflow performance relationships for three-phase flow. Paper SPE 25458, Presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, Mar. 21–23.
- YEH, N. and AGARWAL, R. (1989). Pressure transient analysis of injection wells. SPE Paper 19775, Presented at the SPE Annual Conference, San Antonio, TX, Oct. 8–11.
- ZUBER, M. et al. (1987). The use of simulation to determine coalbed methane reservoir properties. Paper SPE 16420, Presented at the 1987 Reservoir Symposium, Denver, CO, May 18–19.

Серия «Промышленный инжиниринг»

**Ахмед Т.,
МакКинни Пол Д.**

Разработка перспективных месторождений

Перевод с англ.: ООО «Эники»
Научный редактор: *Тимашев А. Н.*
Руководитель проекта: *Матвеева Т. В.*

Подписано в печать 09.03.2010.

Заказ издания
ООО «Премиум Инжиниринг»
101000, Москва, ул. Мясницкая, 24/7, стр. 1, офис 102
Тел.: +7 (495) 921-39-28
info@techno-press.ru
www.techno-press.ru

ISBN 978-5-903363-11-7



9 785903 363117