

СПРАВОЧНИК ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Под редакцией Н. Е. БЫКОВА,
М. И. МАКСИМОВА, А. Я. ФУРСОВА



МОСКВА «НЕДРА» 1981

Справочник по нефтепромысловой геологии/Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др.; Под ред. Н. Е. Быкова, М. И. Максимова, А. Я. Фурсова — М.: Недра, 1981.— 525 с.

Содержит всестороннее освещение вопросов промысловой геологии в периоды подготовки к эксплуатации и разработки месторождения. В первом разделе изложены методы геолого-промыслового анализа. Особое внимание уделено методам, обеспечивающим максимальную детальность изучения объекта и его свойств, а также способам обработки результатов наблюдений и измерений. Во втором разделе рассматриваются главные задачи геолого-промыслового анализа в той последовательности, в которой они решаются на практике, комплексирование методов исследования, способы обработки информации с использованием геолого-математических моделей и ЭВМ.

Для геологов-нефтяников и промысловиков, работающих в производственных и научно-исследовательских организациях. Может быть полезен преподавателям, аспирантам и студентам нефтяных вузов и факультетов. Табл. 54, ил. 164, список лит.— 158 назв.

Рецензент канд. геол.-минер. наук В. В. Стасенков (Мин-нефтепром)

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	7
-------------	---

Раздел первый

Методы геолого-промыслового анализа

Глава I. Детальное изучение вещественного состава и типов пород продуктивных отложений	9
§ 1. Методика и техника отбора образцов горных пород из продуктивных отложений (А. Н. Петровская)	9
§ 2. Изучение вещественного состава, текстур, структур и структуры пустотного пространства продуктивных терригенных пород (А. Н. Петровская)	10
§ 3. Изучение вещественного состава текстур, структур и структуры пустотного пространства продуктивных карбонатных пород (Ю. И. Марьенко)	19
Глава II. Методы детального расчленения разрезов продуктивных отложений	40
§ 1. Задачи расчленения разрезов продуктивных отложений (А. Н. Петровская)	40
§ 2. Расчленение разрезов на основе данных изучения вещественного состава пород (А. Н. Петровская)	40
§ 3. Промыслово-геофизические методы детального расчленения продуктивных отложений (Н. В. Манчева)	41
§ 4. Геолого-математические методы детального расчленения разреза по данным коротажа (А. З. Горин, В. Н. Еникеев)	47
§ 5. Составление сводного геолого-геофизического разреза (Н. В. Манчева)	52
Глава III. Детальная корреляция разрезов продуктивных отложений	53
§ 1. Принципы корреляции (А. Н. Петровская)	53
§ 2. Особенности пластов, используемые при детальной корреляции разрезов (А. Н. Петровская)	54
§ 3. Особенности корреляции карбонатных продуктивных толщ (Ю. И. Марьенко)	56
§ 4. Детальная корреляция пласта по разрезам скважин (В. В. Воинов)	58
§ 5. Геолого-математические методы детальной корреляции (В. А. Бадьянов)	59
Глава IV. Методы определения физических свойств коллекторов	67
§ 1. Лабораторные методы определения физических свойств коллекторов (А. Г. Ковалев)	67
§ 2. Промыслово-геофизические методы определения физических свойств коллекторов (Н. В. Манчева, Т. А. Султанов)	85
§ 3. Гидродинамические методы определения физических свойств коллекторов (Ю. П. Гаттенбергер)	104
Глава V. Методы детального изучения физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов (Ю. П. Гаттенбергер)	107
§ 1. Физико-химические характеристики пластовых жидкостей и газов, используемых при разработке нефтяных месторождений	107
§ 2. Особенности отбора проб в разных условиях для получения достоверных данных о свойствах нефти, газа и воды	125
§ 3. Методы прогнозирования изменений свойств нефти и газа в процессе разработки залежей	129
§ 4. Изменение химического состава попутных вод при разработке нефтяных и газовых месторождений	135
§ 5. Прогноз выпадения твердых осадков при разработке нефтяных месторождений	138
Глава VI. Методы изучения энергетического состояния залежей нефти и газа	156
§ 1. Молекулярные силы, влияющие на распределение нефти, газа и воды в пласте (М. И. Максимов)	156
§ 2. Силы, движущие нефть в пласте при его эксплуатации (М. И. Максимов)	158
§ 3. Эффективная и относительная фазовая проницаемости (М. И. Максимов)	159
§ 4. Природа пластовых давлений и температуры в недрах (Ю. П. Гаттенбергер)	161
§ 5. Определение пластового давления в скважинах (Ю. П. Гаттенбергер)	165
§ 6. Определение пластовой температуры в скважинах (Ю. П. Гаттенбергер)	167
§ 7. Режимы залежей нефти и газа (М. И. Максимов, Ю. П. Гаттенбергер)	170
Глава VII. Методы геометризации залежей нефти и газа	174
§ 1. Общие положения (А. Я. Фурсов)	174
§ 2. Методологические основы геометризации залежей нефти и газа (Л. Ф. Дементьев)	175
§ 3. Характеристика изменчивости свойств при геометризации залежей нефти и газа (А. Я. Фурсов, Р. А. Егоров)	182

§ 4. Виды и методы графического моделирования размещения свойств залежей (А. Я. Фурсов)	191
§ 5. Методы построения карт на ЭВМ (О. П. Иоффе)	205
Глава VIII. Методы изучения неоднородности продуктивных пластов	212
§ 1. Основные задачи и уровни изучения неоднородности (Л. Ф. Дементьев)	212
§ 2. Методы графического и аналитического отображения неоднородности пласта (З. К. Рябичина, В. В. Воинов)	214
§ 3. Методика определения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения с использованием зональных карт (З. К. Рябичина, В. В. Воинов)	219
§ 4. Статистический метод оценки прерывистости и коэффициента воздействия (В. А. Бабьянов)	222
§ 5. Особенности изучения неоднородности нефтегазовых залежей (В. С. Керим-Заде)	223
§ 6. Оценка неоднородности пласта различными статистическими коэффициентами (З. К. Рябичина, В. В. Воинов)	233
Глава IX. Методы определения параметров залежей нефти и газа	239
§ 1. Общие положения (А. Я. Фурсов)	239
§ 2. Методы определения предельных значений петрофизических свойств пород при подсчете запасов нефти и газа (В. К. Гомзиков, Ю. А. Кузьмичев)	240
§ 3. Особенности определения параметров, характеризующих коллекторские свойства продуктивных пластов (А. Я. Фурсов)	244
§ 4. Особенности определения параметров, характеризующих физические свойства нефти (А. Я. Фурсов)	252
§ 5. Особенности геометризации и определения объема залежей нефти и газа (А. Я. Фурсов)	255
Глава X. Методы определения проектного коэффициента нефтеотдачи на основе аналогии геолого-промысловых условий разработки (В. К. Гомзиков)	265
§ 1. Определение коэффициента нефтеотдачи при водонапорном режиме по графическим зависимостям	265
§ 2. Определение коэффициента нефтеотдачи по многомерным статистическим моделям	268
§ 3. Зарубежные данные по определению нефтеотдачи с помощью многомерных статистических зависимостей	274
§ 4. Определение нефтеотдачи при режиме растворенного газа на основе физических свойств нефти	276
Глава XI. Методы подсчета запасов нефти и растворенного газа (В. К. Гомзиков)	276
§ 1. Объемный метод	276
§ 2. Метод материального баланса	278
§ 3. Эмпирические методы	280
§ 4. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти	283
Глава XII. Методы оценки достоверности параметров залежей и проектных показателей разработки	284
§ 1. Общие замечания по оценке точности (Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов, К. С. Талдыкин)	284
§ 2. Основные источники возникновения систематических погрешностей определения параметров (Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов, К. С. Талдыкин)	285
§ 3. Вычисление случайных погрешностей определения параметров залежей нефти (Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов, К. С. Талдыкин)	287
§ 4. Оценка точности определения проектной добычи нефти по объекту (Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов, К. С. Талдыкин)	305
§ 5. Оценка точности расчета себестоимости добычи нефти (Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов, К. С. Талдыкин)	307
§ 6. Допустимые пределы округления параметров (Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов, К. С. Талдыкин)	309
§ 7. Методы оценки достоверности параметров на основе информационных мер (Л. Ф. Дементьев)	313
Глава XIII. Методы информационного обеспечения геолого-промыслового анализа (В. Р. Вороновский)	319
§ 1. Общие требования к системам информационного обеспечения решения геолого-промысловых задач	319
§ 2. Автоматизированные информационно-поисковые системы в геолого-промысловом анализе	324

Раздел второй

Основные задачи геолого-промыслового анализа и методы их решения

Глава XIV. Подготовка нефтяных месторождений к разработке (А. Я. Фурсов, Р. А. Егоров, Н. Е. Быков)	329
§ 1. Цели и задачи подготовки залежей нефти к разработке	329
§ 2. Основные требования к исходной информации и изученности параметров для проектирования разработки	333

§ 3. Системы разведки залежей и месторождений нефти и газа и системы размещения разведочных скважин	342
§ 4. Общие положения рациональной методики подготовки месторождений нефти и газа к разработке	349
§ 5. Доразведка месторождений нефти и газа	362
Глава XV. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях (В. Г. Канадин, Л. Ф. Деметьев, Н. Е. Быков)	363
§ 1. Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов	363
§ 2. Выбор количественных критериев для оценки целесообразности объединения нескольких пластов в один объект эксплуатации	366
§ 3. Учет влияния степени различия между пластами на результаты их совместной эксплуатации	372
§ 4. Методика оценки среднего значения коэффициента продуктивности при проектировании совместной эксплуатации нескольких пластов	384
§ 5. Пример количественной оценки целесообразности объединения пластов в один эксплуатационный объект	385
Глава XVI. Учет геологических условий при выборе систем разработки (М. И. Максимов)	389
§ 1. Классификация применяемых систем разработки нефтяных залежей	389
§ 2. Учет особенностей геологического строения залежей и проектного уровня добычи нефти при выборе систем заводнения	393
§ 3. Системы размещения добывающих скважин	394
§ 4. Геологические обоснования систем разработки нефтегазовых залежей	399
§ 5. Характеристика производительности нефтяных пластов и принципы установления норм отбора жидкости	401
Глава XVII. Основные стадии проектирования разработки и составление геологической основы проектных документов (З. К. Рябинина, В. В. Воинов)	412
§ 1. Основные стадии проектирования разработки, назначение и содержание проектных документов	412
§ 2. Составление геологической основы (геологической части) проектирования разработки нефтяного месторождения	415
Глава XVIII. Геолого-промысловые исследования в начальный период разработки месторождения (А. В. Черныцкий)	420
§ 1. Основные задачи геолого-промысловых исследований в начальный период разработки месторождения	420
§ 2. Сбор и обработка исходных данных	422
§ 3. Методические особенности геологических исследований на разрабатываемых залежах с целью усовершенствования системы разработки	426
§ 4. Примеры комплексных геологических исследований на месторождении Узень по усовершенствованию системы разработки	432
Глава XIX. Геолого-промысловый анализ при контроле за разработкой месторождения (Ю. П. Гаттенбергер)	437
§ 1. Контроль за разработкой как комплексная геолого-промысловая задача	437
§ 2. Контроль за дебитами и проницаемостью скважин, обводненностью и газовым фактором продукции, состоянием забойного и пластового давлений	440
§ 3. Контроль за перемещением водонефтяного и газонефтяного контактов и заводнением нефтяных пластов	445
§ 4. Контроль за охватом продуктивных пластов воздействием вытесняющего агента	454
Глава XX. Геолого-промысловый контроль за полнотой выработки продуктивных пластов (В. К. Гомзиков)	468
§ 1. Рациональная полнота выработки продуктивных пластов как важнейшее условие эффективности разработки	468
§ 2. Метод контроля за текущей и конечной нефтеотдачей пластов при водонапорном режиме с помощью характеристик вытеснения	469
§ 3. Метод контроля за текущей и конечной нефтеотдачей при водонапорном режиме путем ее оценки в заводненных частях пластов	469
§ 4. Метод контроля за текущей и конечной нефтеотдачей при водонапорном режиме по начальной и остаточной нефтенасыщенности пластов	471
§ 5. Определение текущей и конечной нефтеотдачи пластов при режиме растворенного газа	472
Глава XXI. Методы увеличения нефтеотдачи пластов и геологические условия их применения (А. А. Боксерман)	472
§ 1. Основные причины неполного извлечения нефти из недр	472
§ 2. Методы увеличения нефтеотдачи пластов, их классификация и назначение	476
§ 3. Методы увеличения степени вытеснения нефти	477
§ 4. Методы увеличения охвата пласта процессом вытеснения	482
§ 5. Методы увеличения охвата пласта процессом вытеснения и степени вытеснения нефти	484
§ 6. Условия применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов	496
§ 7. Основные требования к геолого-физическому изучению объектов применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов	497

Глава XXII. Геолого-промысловая документация процессов добычи нефти и газа (В. Р. Вороновский)	498
§ 1. Документация скважин	498
§ 2. Документация разработки объектов	502
§ 3. Системы автоматизированного сбора промысловой информации	504
Глава XXIII. Охрана недр и окружающей среды на месторождениях нефти и газа (А. Я. Фурсов)	07
§ 1. Общие положения об охране недр и окружающей среды	507
§ 2. Охрана недр и окружающей среды при поисках и разведке месторождений нефти и газа	509
§ 3. Охрана недр и окружающей среды при разработке месторождений нефти и газа	513
Список литературы	521

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последние годы нефтяная промышленность страны вступила в такой период развития, когда необходимые уровни добычи обеспечиваются не только вводом в разработку новых месторождений, но и увеличением полноты извлечения нефти из недр. Решение этой сложной задачи невозможно без широкого применения геолого-промысловых методов исследования залежей нефти и газа.

Традиционные методы геолого-промыслового анализа, отвечая потребностям промышленности, стали более совершенными, обогатились новыми приемами получения и обработки информации. При изучении вещественного состава пород помимо обычных литолого-петрографических характеристик нередко получают характеристики их микроструктуры для оценки возможности применения различных методов физико-химического воздействия на пласт и прогнозирования изменения пород под влиянием процессов разработки.

Исследование жидкостей и газов, насыщающих пласт и закачиваемых в него при искусственном воздействии, производится с целью определения не только физико-химических свойств этих флюидов, но и их взаимодействия друг с другом, которое может вызывать определенные отрицательные последствия.

Расчленение и детальная корреляция продуктивных отложений, особенно на крупных месторождениях, когда необходимо обрабатывать разрезы многих сот, а иногда и тысяч скважин, на современном этапе немыслимы без автоматизированных систем обработки информации на ЭВМ, которые созданы и успешно действуют в ряде районов страны.

Геометризация залежей нефти и газа, т. е. создание их моделей, осуществляется на базе детально разработанных представлений о характере изменчивости признаков (свойств), который необходимо учитывать при выборе той или иной модели отображения данных наблюдений. Появились и нашли практическое применение разнообразные и достаточно приспособленные к местным условиям методы учета неоднородности продуктивных пластов при проектировании разработки. Получили определенное развитие методы расчета параметров залежей нефти и газа с учетом нижних пределов коллекторских свойств, а также методы оценки достоверности параметров и запасов, учитывающие изменчивость признака, количество информации о нем и т. п.

Все это привело к необходимости обобщения данных современных методов геолого-промыслового анализа в едином издании, каким является предлагаемый справочник. В первом разделе справочника изложены основные методы геолого-промыслового анализа. При этом особое внимание уделено тем из них, которые обеспечивают более детальное изучение залежи и более достоверное определение ее параметров, что определяет качество решения задач.

Во втором разделе на примерах решения конкретных задач подготовки к разработке и собственно разработки залежей нефти и газа показана комплексность использования различных методов геолого-промыслового анализа в сочетании с гидродинамическими, экономическими и другими методами. Сделан акцент на достоверность выводов, получаемых на той или иной стадии изучения месторождения. Так, процесс подготовки месторождения нефти к разработке изложен с позиций удовлетворения оптимальных количественных требований к полноте изучения и достоверности определения всех параметров, необходимых для составления технологических схем и проектов.

Выделение эксплуатационных объектов в разрезе многопластового месторождения рассматривается как оптимизационная задача, решаемая на основе методик количественной оценки различий геолого-физических свойств продуктивных пластов, предполагаемых к объединению, и учета влияния степени различий на величину коэффициента продуктивности скважин.

Геолого-промысловый анализ на стадии разбуривания месторождения по технологической схеме с целью оперативного решения стоящих перед ним задач целесообразно проводить на основе систем автоматизированной обработки информации, поступающей в массовом порядке. Методика проведения такого анализа изложена на примере многопластового месторождения.

Задачи геолого-промыслового анализа при контроле за разработкой месторождения рассматриваются в отношении как достоверности определения текущей нефтенасыщенности или обводненности пласта в скважинах, так и организации эффективной системы контроля за состоянием разработки и т. п.

Таким образом, геолого-промысловый анализ на современном этапе представляет собой систему методик изучения и создания моделей залежей нефти и газа и процессов, протекающих в них при разработке. Он проводится на всех этапах подготовки месторождения к разработке и эксплуатации и характеризуется постепенным увеличением числа стоящих перед ним задач и ужесточением требований к качеству их решения, т. е. к достоверности получаемых параметров, выводов и принимаемых на их основе решений. Применяемые на практике методы решения геолого-промысловых задач весьма разнообразны, поэтому в соответствующих разделах справочника нашли отражение методики, наиболее подходящие для типичных геологических условий. Рекомендации для других случаев, характеризующихся теми или иными особенностями геологического строения и условий разработки, можно найти в предлагаемой литературе.

Раздел первый

МЕТОДЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА

Глава I

ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА И ТИПОВ ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 1. Методика и техника отбора образцов горных пород из продуктивных отложений

Образцы горных пород при роторном и турбинном бурении отбирают посредством колонковых долот. Этот способ позволяет извлекать образцы, не нарушая последовательности залегания пород, в неразрушенном состоянии. Колонковые долота обеспечивают разбуривание забоя по кольцу, при этом внутри сохраняется целик породы — керн. Высокоэффективны для отбора керна колонковые снаряды «Недра» с бурильными головками различных типов, в устройстве которых в последнее время внесен ряд усовершенствований (Б. П. Максименко и др., 1974).

После извлечения керна из грунтоноса его очищают от глинистого раствора и укладывают в ящики с перегородками таким образом, чтобы сохранить последовательность залегания, указывая на специальных этикетках верх и низ каждого интервала отбора керна. Отколовшиеся куски керна совмещают по плоскостям раскола. Рыхлый материал обертывают в бумагу и размещают в ящике в последовательности залегания. Этикетки, прилагаемые к верхней и нижней частям интервала, должны включать следующие данные: 1) площадь, на которой проводилось бурение; 2) номер скважины; 3) дату отбора; 4) интервал отбора, м; 5) выход керна (в м и % к длине интервала); 6) номер образца; 7) литологическое описание породы.

Колонковыми долотами удается поднять керн длиной от 40 до 90 % длины пройденного интервала.

Если керн почему-либо не удалось поднять, но геофизические данные свидетельствуют о возможной газонефтеносности пород, можно воспользоваться боковым грунтоносом, допускающим отбор керна в любом пробуренном интервале. Недостатками этого метода являются небольшая длина и диаметр извлекаемых образцов, что затрудняет определение угла падения пород.

Особый интерес представляют методы отбора керна, при которых он максимально сохраняет особенности, свойственные ему в пластовых условиях (в первую очередь имеется в виду нефтегазонасыщенность пород). С этой целью успешно используется снаряд КС-2 [Атякин А. К., Ягодкин В. В., 1963 г.; Атякин А. К., Литвинов Н. Н., Ягодкин В. В., 1962 г.]. Для подъема пород с минимальными потерями нефти применяют также специальные промывочные жидкости, к которым относятся известково-битумные смеси и инвертные нефилтрующиеся эмульсии.

В том случае, если интересующие отложения где-либо в районе работ залегают на небольших глубинах и образуют выходы на поверхность, необходимо отобрать и исследовать их образцы. При этом необходимо подробно описать и вычертить разрез всего обнажения, определить элементы залегания пород, замерить мощность каждого прослоя. Этот материал позволит откорректировать построения, выполненные на основе изучения керна, поскольку в обнажении представлен материал всех пород, в том числе и рыхлых, которые могут быть разрушены при извлечении керна, а также проследить фациальные изменения отложений, если обнажение расположено на значительном расстоянии от скважин.

Образцы рыхлых пород, которые не удается поднять в виде керна, могут изучаться посредством отбора шлама.

§ 2. Изучение вещественного состава, текстур, структур и структуры пустотного пространства продуктивных терригенных пород

Минеральный состав пород наряду со структурными характеристиками играет известную роль в определении фильтрационных свойств коллекторов, а поскольку от него зависит прочность скелета породы — и в сохранении емкостно-фильтрационных свойств при повышении пластового давления при разработке.

На стадиях подсчета запасов, проектирования разработки и промышленного освоения нефтяных и газовых месторождений необходима детальная характеристика вещественного состава и структурных особенностей не только пород-коллекторов, но и всех горных пород, слагающих продуктивную толщу. Это вызывается необходимостью получения четкой информации о характере неоднородности продуктивных горизонтов, а также о закономерностях изменения емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов в пределах залежи. В частности, большое значение имеет изучение глинистых пачек для оценки их изолирующей способности. Особо важна эта информация при освоении многопластовых месторождений и выделении эксплуатационных объектов.

2.1. Основные задачи изучения продуктивных терригенных отложений

Изучение пород-коллекторов предполагает в первую очередь их типизацию на основе литологических и коллекторских характеристик, которая облегчает прослеживание по разрезу и площади закономерностей изменения их емкостных и фильтрационных свойств.

Особое внимание должно уделяться определению минерального состава скелета породы и ее цемента, а также выяснению типа цементации. Глинистые цементы даже при малом содержании в их составе подверженных разбуханию в воде минералов могут вызвать серьезные затруднения при разработке месторождения с применением заводнения. Тип цементации оказывает определенное влияние на конфигурацию пустотного пространства, характер и степень его извилистости. Изучение минерального состава обломочного материала в песчаных породах-коллекторах необходимо для оценки прочности скелета. Значительное содержание выветрелых зерен полевых шпатов может вызывать разрушение скелета в обстановке повышенного давления при закачке воды и соответственно ухудшать приемистость скважин. Информация о содержании карбонатного цемента имеет особое значение для определения эффективности применения кислотных обработок.

В результате изучения вещественного состава терригенных пород-коллекторов должны быть получены следующие данные: 1) гранулометрическая характеристика песчано-алевритовых пластов, изменение ее по площади залежи (в результате обобщения данных по всем скважинам, из которых имеется керн); 2) общее содержание цементирующих компонентов (карбонатных, глинистых и др.), доля карбонатных минералов в цементе; 3) минеральная природа глинистого вещества в цементе коллекторов, доля в нем подверженных разбуханию минералов; 4) изоляционные свойства глинистых пачек-покрышек в зависимости от их выдержанности по простиранию, а также от мощности и минерального состава слагающего их глинистого вещества; 5) степень развития постседиментационных изменений в структуре и минеральном составе пород-коллекторов, различия в ее величинах в пределах контура нефтеносности и в законтурной области.

Изучение вещественного состава и структуры пород осуществляется в два этапа: первый — макропетрографическое описание керна, которое необходимо производить непосредственно после его подъема на поверхность; второй — изучение микроструктур и вещественного состава пород в прозрачных шлифах под микроскопом, а также комплекс специальных исследований, который осуществляется позднее, поскольку для него требуются лабораторное оборудование и специальная подготовка анализируемого материала.

2.2. Изучение вещественного состава, текстур и структур горных пород

Макроскопическое изучение

Макроскопическому описанию должен подвергаться весь поднятый керн. Детальные же петрографические и геохимические исследования желательно выполнять в значительном объеме лишь для наиболее полных в стратиграфическом отношении разрезов, при обобщении материала играющих роль опорных. Если в пределах месторождения литологический состав рассматриваемой толщи существенно меняется, необходимо дать достаточно детальную характеристику каждому типу разреза. Если мы имеем дело с залежью структурного типа, желательно располагать характеристиками разрезов продуктивной толщи в области вершины поднятия, а также на крыльях структуры, поскольку при конседиментационном ее формировании характеры разрезов могут быть в этих случаях различными.

Во всех остальных разрезах скважин детальные литологические исследования керна можно производить избирательно для решения конкретных задач или характеристики отдельных частей разреза. Исключением должны быть исследования коллекторских свойств, которые желательно выполнять для наибольшего числа образцов пород.

Макроскопическое изучение включает описание текстуры пород (с использованием лупы), т. е. распространение и расположение в пространстве слагающих породы компонентов. Изучение текстур в терригенных отложениях направлено в первую очередь на определение характера их слоистости и выявление ритмичности в строении разреза. Знание ритмичности позволяет составить ясное представление о строении толщи и вместе с тем дает ценный материал для корреляции разрезов, если эти данные удастся успешно увязать с геофизическими характеристиками разреза.

Принято выделять текстуры поверхности напластования и текстуры внутрипластовые. Текстуры поверхности напластования весьма разнообразны и имеют как абиогенное, так и биогенное происхождение; они могут широко использоваться при палеогеографических реконструкциях, но их скрупулезное изучение при решении практических задач малозффективно. Следует лишь обращать особое внимание на признаки локальных размывов — врезание вышележащих, литологически отличных слоев в нижележащие с образованием неровнозубчатой границы и присутствие обломков и галек подстилающих пород в вышележащих отложениях.

Среди внутрипластовых текстур выделяются: 1) образованные слоистостью; 2) сформировавшиеся в результате жизнедеятельности организмов; 3) текстуры взмучивания и подводного оползания осадков.

Терригенные толщи состоят всегда из слоев и слоиков различных мощностей и составов, что объясняется неравномерностью во времени и прерывистостью процессов осадкообразования, обусловленного как сезонно-климатическими, так и тектоническими факторами.

Обычно различают четыре типа слоистости: горизонтальную, волнистую, волнисто-косую и косую.

Горизонтальная слоистость — чередование слоев и слоиков, параллельных друг другу и плоскости напластования. Она формируется в относительно спокойных обстановках в бассейнах морского и озерного типов.

Волнистая слоистость характеризуется наличием серий слоиков, имеющих выпукло-вогнутую форму; в разрезе это создает картину волны или полуволны. Различают пологоволнистую (при небольшом отклонении от горизонтальной линии), линзовидную и мультислойную (если развита лишь вогнутая часть волны), слоистости.

Волнисто-косая слоистость характеризуется наличием волнистых поверхностей в основании серийных швов, слойки же серий расположены косо по отношению к серийным швам или к границам кровли и подошвы пластов.

Косая слоистость формируется в речных отложениях, а также в зонах морских течений. В морских обстановках ей присущи (в продольном сечении) преимущественно прямолинейные слои с наклоном в направлении течения. Иногда косослоистые серии срезают друг друга.

В нефтесодержащих терригенных толщах наиболее распространена мелкая пологоволнистая слоистость, подчеркнутая глинистыми прослойками среди песчано-алевритового материала.

При описании слоистости необходимо определять мощность отдельных слоев, т. е. расстояние между двумя плоскостями напластования, выделяя микрослоистые (мощность менее 0,2 мм), тонкослоистые (0,2 мм — 2 см), среднеслоистые (2 — 10 см), крупнослоистые (10—50 см) и массивные (более 50 см)*.

По типам слоистости зачастую удается успешно коррелировать разрезы продуктивных толщ, поэтому необходимо обеспечить тщательное макроскопическое описание керна сразу после его подъема до начала отбора образцов на лабораторные исследования, чтобы не были пропущены при описании текстур те или иные характерные пласти или прослойки, которые могут быть использованы в качестве реперов при детальной корреляции разрезов. При первичном изучении керна должны быть замерены элементы залегания пород, определены углы залегания как слоев (пластов), так и входящих в их состав слоев.

Кроме характеристики текстур при макроскопическом изучении керна должны быть предварительно исследованы структура пород и их вещественный состав. Под структурой понимаются особенности строения горной породы, обусловленные величиной, формой и взаимными соотношениями ее компонентов; для терригенных пород — это характеристика слагающих их обломочных зерен (размеры, форма) и характер их укладки в составе породы, а также содержание цемента и тип цементации.

Одним из основных признаков при описании структуры терригенной породы является размерность зерен, слагающих ее каркас. Практически на этом основывается и вся номенклатура пород (алевриты — породы с преобладанием зерен с диаметром от 0,01 до 0,10 мм; песчаники мелкозернистые — от 0,10 до 0,25 мм; среднезернистые — от 0,25 до 0,50 мм в диаметре; крупнозернистые — от 0,5 до 1,0 мм; грубозернистые — от 1,0 до 2,0 мм) (табл. 1).

Порода должна быть определена на стадии макроскопического описания. Также должен быть (в первом приближении) охарактеризован и вещественный состав пород, т. е. установлено, является ли песчаный мономинеральный (обычно кварцевым), олигомиктовым (состоящим в основном из двух минералов) или полимиктовым (состоящим из нескольких видов минеральных зерен или зерен незагрегировавшейся породы). В первом приближении должна быть установлена минеральная природа цементирующего вещества (глинистое, карбонатное, железистое и др.). Кроме того, порода должна быть описана; определены окраска, прочность, твердость, характер излома, наличие конкреций того или иного состава, присутствие органических остатков, а также иные возможные специфические особенности.

Особое внимание следует уделять конкрециям, так как их присутствие в отдельных слоях и вещественный состав могут зачастую хорошо использоваться при детальной корреляции разрезов.

На материале макроскопического описания керна необходимо вычертить разрез скважины, одновременно сопоставляя его с каротажной диаграммой. В результате этого уточняются глубина залегания каждого слоя и его мощность.

Микроскопическое изучение

Оно включает в основном исследование пород в прозрачных шлифах на поляризационном микроскопе. Для песчано-алевритовых пород необходимо определять: 1) минеральный состав обломочного материала, слагающего кар-

* Твердо установленной номенклатуры не существует. Предлагаемая здесь заимствована из «Атласа текстур и структур осадочных горных пород» (1962 г.).

Классификация обломочных и глинистых пород по размерам обломков

Размеры обломков, мм	Наименование обломков	Группы пород	Рыхлые породы		Сцементированные породы	
			сложены окатанными обломками	сложенные угловатыми обломками	сложенные окатанными обломками	сложенные угловатыми обломками
>1000	Глыбы	Крупнообломочная (псефиты)	Глыбы		Глыбовые брекчии	
1000—500 500—250 250—100	Валуны, стломы		Валунник — крупный, средний, мелкий	Отломник — крупный, средний, мелкий	Валунные конгломераты — крупно-, средне-, мелковалунные	Брекчии — крупно-, средне-, мелкоотломные
100—50 50—25 25—10	Галька, щебень		Галечник — крупный, средний, мелкий	Щебень — крупный, средний, мелкий	Конгломераты — крупно-, средне-, мелкогалечные	Брекчии — крупно-, средне-, мелкощебневые
10—5 5—2,5 2,5—1	Гравий, дресва		Гравий — крупный, средний, мелкий	Дресва — крупная, средняя, мелкая	Гравелиты — крупно-, средне-, мелкогравийные	Дресвяники — крупно-, средне-, мелкодресвяные
1—0,5 0,5—0,25 0,25—0,1	Песок	Мелкообломочная	Пески (псаммиты)		Пески — крупный, средний, мелкий	
0,1—0,05 0,05—0,01	Алеврит		Алевриты		Алевриты — крупные, мелкие	
0,01—0,001 <0,001	Пелит	Глинистые породы		Глины — крупнопелитовые (крупнодисперсные) тонкопелитовые (тонкодисперсные)		Уплотненные глины, аргиллиты

Классификация осадочных обломочных

Группы пород	Основные группы по вещественному составу кластического материала	Наиболее распространенные разновидности по вещественному составу кластического материала
1	2	3
Псефиты — галечник, щебень (конгломерат, брекчия), гравий, дресва (гравелит, дресвяник)	I. 1. Монопетрокластические 2. Мономинеральные	Кварцевые, кремнистые, фосфоритовые, гранитные и др. Кварцевые
	II. Олигомиктовые	Кварцито-кремнистые, кремнисто-карбонатные и др.
	III. Полимиктовые 1. Полипетрокластические 2. Полиминералопетрокластические	Полипетрокластические конгломераты, гравелиты, и другие кластические породы, состоящие из обломков различных горных пород (изверженных, осадочных метаморфических) Такие же конгломераты, гравелиты из обломков различных горных пород, но с примесью зерен минералов гравийной размерности
Псаммиты — песок (песчаник)	I. 1. Монопетрокластические 2. Мономинеральные	Известняковые (доломитовые) и др.) Кварцевые, слюдистые, магнетитовые и др.
	II. Олигомиктовые 1. Минералопетрокластические 2. Олигоминеральные	Кварц-кварцитовые, кварцево-известняковые (доломитовые) Полевешпат-кварцевые, кварц-полевешпатовые, глауконит-кварцевые, слюдисто-кварцевые и др.
	III. Полимиктовые 1. Полиминералопетрокластические (собственно полимиктовые)	Полимиктовые песчаники, состоящие из обломков различных пород: изверженных, осадочных, метаморфических и в подчиненном количестве — зерен различных минералов, главным образом кварца; граувакки, состоящие из зерен минералов и обломков основных изверженных пород, преимущественно эффузивов, в подчиненном количестве — обломков других пород и зерен минералов

пород по вещественному составу

Типы цемента (для сцементированных пород)				Состав заполняющего вещества (алевритовых и песчаных зерен)
по количественному соотношению с обломками	по характеру взаимодействия с обломками	по структуре	по вещественному составу	
4	5	6	7	
1. Базальный 2. Поровый 3. Смешанный (порово-корковый) 4. Корковый	Коррозионный	Кристаллическизернистый, пелитовый, крустификационный	Глинистый, карбонатный, кальцитовый, доломитовый, железистый, халцедоновый	Кварц, полевые шпаты, обломки различных пород
1. Базальный 2. Поровый 3. Соприкосновения 4. Смешанный (порово-корковый) 5. Корковый	а. Регенерационный б. Коррозионный	А. Аморфный Б. Пелитоморфный В. Пелитовый Г. Кристаллическизернистый Д. Пойкилокластический Е. Крустификационный	Кварцевый (а), полевошпатовый (а), глинистый-гидро-слюдистый, каолинитовый и др. (1, 2, 3, 5, В), хлоритовый (1, 5, Е, б), опаловый (1, 5, А, Е, б), халцедоновый (2, Е) Карбонатный (1, 2, Б, Г, Д, Е, б), железистый (1, 2, 3, А, б) гипсовый (1, 2, Г, Д), ангидритовый (1, Г), цеолитовый (1, Г), фосфоритовый (1, 3, А)	

1	2	3
	2. Полиминеральные	Аркозы преимущественно полевошпатово-кварцевого состава — продукты разрушения кислых интрузивных пород; слюдисто-глауконит-полевошпатово-кварцевые и др.
Алеврит (алевролит)	I. Мономинеральные II. Олигоминеральные III. Полиминеральные	Кварцевые Полевошпат-кварцевые, слюдисто-кварцевые, глауконит-кварцевые и др. Слюдисто-полевошпат-кварцевые, полевошпат-глауконит-кварцевые, глауконит-слюдисто-полевошпат-кварцевые, хлорит-слюдисто-глауконит-полевошпат-кварцевые и др.

Примечания. 1. Последовательность написания минералов (обломков пород) — по их составу (основной компонент).

2. Цифры и буквы в графе 7 указывают на тип цемента, а в некоторых случаях —

кас породы; 2) размеры (гранулометрическая характеристика) и форму (ока-танность) слагающих его зерен; 3) характер (и протяженность) контактов между зернами; 4) размеры и конфигурацию пустот (пор) — расширений и пережимов*; 5) минеральную природу цементирующего вещества, его долю в массе породы и тип цементации.

Особое внимание следует уделять гранулометрической характеристике пород, так как размеры зерен весьма существенно влияют на формирование и сохранение в обстановках погружения коллекторских свойств пород. Желательно, чтобы параллельно проводились гранулометрический анализ седиментационным методом и подсчет в шлифах содержания фракций обломочных зерен. Это позволит скорректировать возможные погрешности, обусловленные разрушением зерен при дезагрегации анализируемой породы.

Результаты изучения минерального состава обломочных зерен, слагающих основной каркас породы, желательно представить в виде процентных содержаний каждого минерала, поскольку постседиментационные изменения в существенно кварцевых и полимиктовых породах-коллекторах протекают неодинаково, что обуславливает различия в характеристиках пустотного пространства и условиях извлечения нефти.

В результате исследования гранулометрического и вещественного составов пород следует с возможной детальностью провести их типизацию, привлекая данные о коллекторских свойствах, что облегчает дальнейшее обобщение материала. При выделении типов пород удобно пользоваться терминологией, применяемой в классификациях обломочных пород по гранулометрическому и вещественному составам (табл. 1 и 2) из «Атласа текстур и структур осадочных горных пород» (1962 г.).

* Под расширением понимаются пустоты, ограниченные более чем двумя зернами. Под пережимами — просветы между двумя соседними зернами.

4	5	6	7	8
1. Базаль- ный 2. Сопри- косновения 3. Смешан- ный (поро- во-корко- вый) 4. Корко- вый	а. Регене- рационный б. Корро- зионный	А. Аморфный Б. Пелито- морфный В. Пелитовый Г. Кристалли- чески зер- нистый Д. Пойкило- класти- ческий Е. Крустифи- кационный	Кварцевый (а), глинистый, гидро- слюдистый и др. (1, 2, 4, В, Е), хлорито- вый (1, Е, 6), опало- вый (1, А, Е, 6), кар- бонатный (1, 2; Б, Г, Д, Е, 6), гипсовый (1, Г, Д), железис- тый (1, А, Б, Е, 6)	

в названии породы принята в порядке возрастания (в конце названия дан преобладаю-
на связь данного типа цемента с его определенным минеральным составом.

Если минеральный состав обломочного материала песчано-алевритовых пород, образующего скелет породы (кварц, полевые шпаты, недезагрегированные обломки пород, слюды и др.), определяется довольно легко, то состав цементирующего вещества в шлифе можно точно диагностировать только в том случае, если оно имеет карбонатную природу (кальцит, доломит); если же цемент глинистый, то точно определить его минеральный состав (глинистое вещество обычно полиминерально) в шлифе чрезвычайно трудно. Общее содержание карбонатного цемента определяют путем обработки породы раствором соляной кислоты.

Для точной минералогической диагностики глинистых цементах следует прибегнуть к рентгенографическому анализу, позволяющему дать точное качественное определение всего комплекса глинистых минералов. Наиболее удобны исследования на дифрактометре. Одновременно желательно определить катионную обменную емкость глинистого вещества, для того чтобы оценить возможность разбухания глинистых цементов в условиях разработки месторождений с применением заводнения. Для этой цели можно воспользоваться несколько видоизмененным методом Робертсона и Уорда с применением метиленового голубого. Можно также провести исследования на электронном микроскопе, причем более эффективно применение растровой микроскопии, позволяющей получить представление о соотношении отдельных компонентов терригенной породы (минералов, слагающих ее скелет и цемент) в структуре.

Для решения этих задач можно с успехом применять также термографический анализ, позволяющий оценить количественно содержание отдельных глинистых минералов в составе тонкодисперсной части пород. Наиболее эффективно при этом использование дериватографа — прибора венгерского производства, автоматически производящего запись четырех кривых, отражающих изменение при нагреве минерального состава и структуры исследуе-

мого материала. Наиболее информативна кривая, регистрирующая изменение массы пробы в связи с выделением воды или CO_2 . Термографические приборы описаны В. П. Ивановой (1966 г.).

После гранулометрического анализа седиментационным методом обязательно изучение минерального состава выделенных фракций под бинокуляром и микроскопом.

Первой процедурой, проводимой при гранулометрическом анализе, является обычно обработка образца раствором 10%-ной соляной кислоты, позволяющая установить точное содержание карбонатов, зачастую образующих цемент породы.

Если в породе (при макроскопическом описании или изучении в прозрачных шлифах) установлено обилие пирита, определяется его содержание посредством обработки образца азотной кислотой*.

Фракции обломочного материала с размерами зерен 0,25—0,01 мм разделяют тяжелыми жидкостями (лучше всего жидкость Туле) для выделения минералов-аксессуаров, которые могут быть использованы при корреляции разрезов (см. гл. III).

Минеральный состав легкой части этих фракций изучают под бинокуляром и микроскопом. В результате получают данные о процентном содержании основных минеральных компонентов скелета: кварца, полевых шпатов и недезагрегировавшихся до мономинеральных зерен обломков различных горных пород.

Суммарное число подсчитываемых в каждой фракции зерен должно быть во всех случаях не ниже 200—300 (кроме наиболее крупных фракций, для анализа которых достаточно нескольких зерен).

2.3. Изучение структуры пустотного пространства терригенных пород-коллекторов

Важнейшим фактором, определяющим объемы и конфигурацию пустотного пространства у терригенных пород-коллекторов, является их цементация. При определении типов цементов удобно воспользоваться их классификацией, предложенной Н. В. Смирновой и В. П. Якушевым (1969 г.). Согласно этой классификации, все цементы делятся на две группы: равномерные и неравномерные, причем среди неравномерных выделяются две подгруппы — смешанные и сгустковые. Среди равномерных групп цементации выделяются четыре типа: пленочный, контактовый, поровый и базальный. Два первых обычно содержатся в породе в небольших количествах, составляя до 5—10 % объема породы. Цемент порового типа значительно снижает емкостные характеристики породы, а базальный тип свойствен вообще неколлекторам. Неравномерные смешанные цементы, среди которых упомянутые авторы выделяют 12 типов, представляют собой различные комбинации пленочного, порового и базального цементов.

Среди неравномерных сгустковых цементов, согласно этой классификации, выделяются девять типов. Все они характеризуются неравномерностью распределения в породе, отсутствием цементации в отдельных участках.

Оценка характера цементации должна непременно сопровождаться ее количественной оценкой путем подсчета в прозрачных шлифах. Для петрографического изучения пустотного пространства и характера цементации пород шлифы изготавливают на окрашенной смоле (бакелит), что позволяет уверенно различать заполненные ими поры. Удобный вариант технического осуществления замера размеров пустот предложил В. А. Регун. Он состоит в использовании микрофотографий прозрачных шлифов пород, выполненных с определенным увеличением (практически наиболее удобно с этой целью пользоваться увеличением $\times 100$).

* Обработку азотной кислотой следует производить уже после удаления карбонатов посредством HCl .

Приступая к характеристике пустотного пространства, необходимо исходить из определенной дифференциации его по форме. В. А. Рёгуш (1967 г.) выделил две группы пустот: расширения и пережимы. Расширения в той или иной степени приближаются в сечениях к изометричным фигурам и ограничены несколькими (в сечениях не менее трех) зернами. Пережимы ограничены в наблюдаемых срезах лишь двумя зернами и имеют облик канальцев. Пережимы обычно соединяют расширения или переходят в них при продолжении.

В. А. Рёгуш предложил при изучении пустотного пространства по фотоизображениям пользоваться прозрачной накладкой, на которую нанесены окружности разного диаметра. Размер расширений определяется диаметром наибольшей вписанной в них окружности. Размер пережима находится по наименьшему расстоянию в сечении между двумя ограничивающими его зернами. При обобщении материала необходимо группировать полученные замеры в несколько размерных интервалов. Удобный интервал для наиболее распространенного типа терригенных коллекторов — мелкозернистого песчаника — 10 мкм.

По накопленным замерам строят две кривые распределения размеров расширений и пережимов. На оси абсцисс откладывают размеры диаметров вписанных в расширения окружностей и ширину пережимов, а на оси ординат — процентную долю каждого размерного интервала. Эти кривые пересекаются. Абсцисса точки пересечения может использоваться как условный диаметр пустот данной породы. На основе этого метода помимо размеров пустот можно относительно оценить степень разветвленности поровых каналов (по отношению чисел пережимов и расширений) и их сообщаемость (по отношению сумм всех размеров пережимов и расширений). При изучении микроструктуры в шлифах можно также найти общий объем пустот путем наложения на фотонизображение сетки и подсчета процентного числа ее узлов, приходящихся на пустоты.

Данный метод исследования позволяет также дать характеристику цементам породы, чему способствует, в частности, подверженность глинистых цементов прокрашиванию родамином, который глинистые минералы, слагающие цемент, адсорбируют из бакелита.

Метод позволяет количественно оценить уменьшение пустотного пространства, обусловленное вторичной цементацией (в диагенетическую или эпигенетическую стадии существования породы), в частности, путем регенерации кварца.

§ 3. Изучение вещественного состава текстур, структур и структуры пустотного пространства продуктивных карбонатных пород

Карбонатные породы существенно отличаются от терригенных особенностями формирования и, как следствие, вещественным составом, текстурами, структурами и структурой пустотного пространства.

Среди многих факторов, наиболее заметно влияющих на формирование карбонатных пород, в первую очередь следует отметить значительное разнообразие способов образования карбонатного вещества и его относительно высокую растворимость.

Преобладание биогенного, биохемотропного и хемотропного способов образования карбонатного материала над кластогенным, который является подавляющим при терригенном осадкообразовании, обуславливает соответствием большее разнообразие текстур и структур карбонатных пород.

Повышенная растворимость карбонатного материала существенно влияет на формирование карбонатных пород на всех стадиях литогенеза. Однако особое значение это свойство карбонатного вещества имеет в постседиментационный период, когда растворению подвергаются отдельные участки и фрагменты литифицированных карбонатных пород. При этом может образовываться разнообразный в генетическом и морфологическом отношении ком-

плекс пустот, определяющий сложный характер структуры пустотного пространства и в конечном счете сложный характер нефтенасыщения карбонатных пород. Интенсивность процесса растворения и его направленность в значительной степени зависят от вещественного состава и структурно-текстурных особенностей карбонатных пород.

Таким образом, изучение вещественного состава, текстур, структур и структуры пустотного пространства карбонатных пород для нефтепромышленного геолога — не самоцель, а важный и обязательный этап в оценке потенциальной нефтеносности или характера нефтенасыщения в пределах конкретного объема карбонатных пород.

3.1. Изучение вещественного состава карбонатных пород

В отличие от терригенных карбонатные продуктивные породы сложены более ограниченным комплексом минералов, представленных в основной массе кальцитом и доломитом. В зависимости от содержания этих минералов соответственно выделяются известняки и доломиты, а также породы ряда известняк — доломит, в которых кальцит и доломит могут находиться в сложном количественном взаимоотношении.

Помимо указанных минералов в карбонатных породах чаще всего в виде примесей присутствуют такие карбонатные минералы, как магнезит и анкерит.

Наряду с карбонатными минералами в продуктивных карбонатных породах в переменных количествах нередко могут присутствовать ангидрит, гипс, галит, глинистые и другие минералы.

Макроскопическое изучение

Предварительное представление о составе продуктивных карбонатных пород необходимо составить при их макроскопическом изучении. Характерный облик и физические свойства (цвет, твердость, форма кристаллов и т. п.) известняков и доломитов позволяют отличать их от ассоциирующих с ними минералов и пород таких, как гипсы, ангидриты, каменная соль, глины и силициты. Значительно большие трудности обычно вызывает разграничение известняков и доломитов и особенно выделение типов в ряду известняк — доломит*. Основной способ разделения этих пород — обработка 5—10%-ной соляной кислотой.

Наиболее бурно реакция (вскипание) протекает в известняках и доломитистых известняках. Доломиты практически не реагируют на холодный раствор соляной кислоты. При достаточном практическом навыке по интенсивности вскипания удается диагностировать карбонатные породы и с известной долей приближения относить их к одному из типов пород ряда известняк — доломит, по крайней мере в соответствии с классификацией С. Г. Вишнякова (1933 г.).

Обработку соляной кислотой нужно проводить на хорошо отмытом керне, в противном случае порошковая корка на его поверхности, образующаяся за счет выветривания или налипания глинистого раствора, может дать реакцию вскипания даже на доломите. Для осуществления реакции достаточно с помощью пипетки оставить сплошной след раствора соляной кислоты на поверхности керна, лучше параллельно его оси.

По интенсивности вскипания вдоль всего следа можно получить представление не только о вещественном составе породы, но и о характере распределения в ней кальцита и доломита, т. е. о текстурных особенностях карбо-

* Наиболее известные классификации карбонатных пород по вещественному составу приводятся в «Атласе текстур и структур осадочных горных пород», ч. 2 (1969 г.). Самой удобной применительно к породам ряда известняк — доломит представляется классификация С. Г. Вишнякова (1933 г.).

натной породы. Реакция известняков с раствором соляной кислоты часто позволяет судить также о наличии глинистой примеси. Обычно ее присутствие проявляется в заметном загустении пены и образовании после завершения реакции глинистого осадка.

Микроскопическое изучение

Представления о вещественном составе карбонатных пород могут быть существенно уточнены при их микроскопическом изучении. Обычно под микроскопом в прозрачных шлифах исследователь, имея определенный опыт, в большинстве случаев по наблюдаемым структурам достаточно уверенно диагностирует известняки и доломиты. Однако во избежание ошибок, особенно в породах сложного состава, необходимо перед просмотром их в шлифах под микроскопом произвести окрашивание. Для этих целей весьма удобны шлифы, изготовленные без покровных стекол. В настоящее время известно свыше 20 различных реакций окрашивания, позволяющих диагностировать все известные в карбонатных породах карбонатные минералы.

Наиболее полное представление об известных на сегодняшний день методах окрашивания карбонатных минералов можно получить из работы [Уолф К. Х., Истон А. Дж., Уорн С., 1971]. Следует обратить внимание на окрашивание карбонатных минералов в шлифах ализарином красным по методу И. Митчелла (1956 г.). Этот метод для различения наиболее распространенных в карбонатных породах кальцита и доломита весьма прост, и поэтому он получил широкое распространение. На часть поверхности шлифа карбонатной породы пипеткой наносят раствор красного ализарина (0,1 г) и выдерживают около 2 мин при комнатной температуре. Затем шлиф промывают холодной дистиллированной водой и высушивают в обычных условиях. В обработанном таким образом шлифе кальцит окрашивается в красный цвет, а доломит не окрашивается.

Довольно хорошо под микроскопом в карбонатных породах фиксируется примесь глинистого вещества, которое присутствует обычно в виде примазок желтовато-бурого, светло-коричневого и светло-зеленого цветов.

Помимо макроскопического и микроскопического изучения вещественного состава карбонатных пород существует много других лабораторных методов их исследования. Хотя этими методами занимаются экспериментаторы со специальной подготовкой, тем не менее по мере надобности промысловый геолог должен использовать их в своей работе. Методическая сторона этих экспериментальных исследований описана в специальной литературе, здесь излагаются сущность и возможности каждого метода.

Выделение нерастворимого остатка (НО). В лабораторных условиях получают различными методами нерастворимый в различных кислотах остаток. Обычно НО представлен глинистыми и кремнистыми минералами, глауконитом, органическим веществом, тяжелыми минералами и др. Минералы НО определяют под бинокуляром и под микроскопом в иммерсионных жидкостях. При необходимости проводят полный химический анализ НО для выделения главных компонентов. Для этого используют различные методики [Залманзон Э. С., 1957 г.; Уолф К. Х., Истон А. Дж., Уорн С., 1971].

С выделения НО начинается химический анализ карбонатных пород. Чаще всего используют экспресс-метод, при котором помимо НО определяют содержание окислов кальция и магния, а затем рассчитывают содержание CO_2 . В редких случаях используют полный химический анализ. Методика такого анализа для известняков приведена в работе Ф. Дж. Норта (1930 г.). Ценность химического анализа заключается в том, что он с большей точностью, в сравнении с другими видами анализов, позволяет количественно оценить вещественный состав карбонатных пород.

Термический анализ. Хорошие результаты по диагностированию отдельных карбонатных минералов, особенно в мономинеральных породах, получают при изучении их с помощью термического анализа. На специальных установках можно проводить дифференциальный термический анализ (ДТА) и дифференциальный термогравиметрический анализ (ДТГ). В результате

ДТА получают термограмму, на которой отражены эндо- и экзотермические эффекты при фиксируемой скорости нагревания. ДТГ позволяет получить термограмму, на которой регистрируется изменение массы образца при его нагревании с постоянной скоростью.

На установке «Дериватограф» (Венгрия), работающей в автоматическом режиме, можно одновременно записывать четыре термограммы: ДТА, ДТГ, ТГ и Т. ТГ — термогравиметрическая характеристика, отражающая потерю массы при изменении температуры от минимальной до максимальной в данном опыте; Т — температурная характеристика, отражающая изменение температуры от начала до конца эксперимента, но не зависящая от эндо- и экзотермических эффектов данного образца. Комплексная интерпретация указанных выше термограмм по наличию эндо- и экзотермических эффектов позволяет диагностировать присутствующие в образце минералы, устанавливать потери массы вещества при термических эффектах, устанавливать температуру начала и конца потери массы вещества и, наконец, количественно интерпретировать все термические процессы, связанные с выделением газообразных продуктов из образца.

Рентгенодифрактометрический анализ. Рентгенограммы, полученные на установках, работающих в автоматическом режиме, позволяют диагностировать все минералы, содержащиеся в образце карбонатной породы. Диагностирование минералов на полученной рентгенограмме проводится путем сопоставления ее с эталонными рентгенограммами. Кроме того, данные по определению карбонатных минералов приводятся в ряде работ советских исследователей [Толмачев, 1955 г.; Михеев, 1957 г.; Миркин, 1961 г.].

3.2. Изучение текстур, структур и структуры пустотного пространства карбонатных пород

Разграничение текстур и структур, особенно в карбонатных породах, часто довольно условно и в значительной степени зависит от масштабов объекта наблюдения. Так, оолитовое строение можно рассматривать и как структуру, и как текстуру [Швецов М. С., 1958 г.]. Породы, состоящие из оолитовых зерен, т. е. элементов определенной формы и размеров, обладают оолитовой структурой. С другой стороны, сами оолиты имеют свое особое строение, характеризующееся определенным концентрическим расположением слагающих их зерен, что, по существу, является текстурным признаком породы.

Общепринятым является представление о том, что пустоты и пустотное пространство в наибольшей степени представляют собой текстурную характеристику породы. Это в какой-то степени условно. Действительно, пустотное пространство карбонатных пород во многом определяется взаиморасположением слагающих их компонентов. Однако внутреннее строение и размеры пустот в значительной степени зависят от структуры пород, т. е. от морфологии и размеров представленных в них компонентов. Последнее обстоятельство подтверждается наличием реликтово-отрицательных структур, образующихся в результате выщелачивания каких-либо определенных компонентов породы, например остатков фораминифер, брахиопод и др.

Таким образом, пустотное пространство зависит от текстуры и структуры карбонатных пород, и, следовательно, текстурным признаком породы оно может считаться условно.

Наиболее важным периодом в геологической истории карбонатных пород, в который в основном закладываются текстуры и структуры, следует считать стадию седиментогенеза. Здесь следует обратить внимание на три типа седиментогенеза: нормальный, стереофитический и эндоседиментогенез [Марьенко Ю. И., 1978], существенно отличающиеся друг от друга структурно-текстурными особенностями карбонатных образований.

На всех последующих стадиях продукты всех трех типов седиментогенеза испытывают устойчивую тенденцию к изменениям и превращениям, которые выражаются в структурах и текстурах карбонатных пород.

Таким образом, выделение типов текстур и структур в карбонатных породах позволяет не только выявить те изменения и превращения, которые испытывала порода на протяжении своей геологической истории, но и заставить установить тип седиментогенеза. Выяснение типа седиментогенеза представляет для нефтепромыслового геолога большой практический интерес, оно раскрывает потенциальные возможности различных типов карбонатных пород в отношении их нефтегазоносности [Марьенко Ю. И., 1978].

Перспективны для формирования коллекторов и, следовательно, перспективны на нефть и газ стереофитические образования, тогда как породы, пережившие нормальный седиментогенез, соответственно малоперспективны. При этом наибольшие перспективы среди стереофитических образований следует связывать с собственно стереофитическими породами.

Изучение текстур

В результате изучения текстур карбонатных пород исследователь может составить представление об особенностях формирования данной породы на всех этапах ее геологической истории. Кроме того, с текстурными особенностями карбонатных пород ассоциирует общая направленность протекающих в них процессов формирования пустотного пространства и, следовательно, закономерности нефтегазонасыщения пород.

Основные типы текстур карбонатных пород приведены в предложенной нами классификации (табл. 3) [Марьенко Ю. И., 1978], в которой систематизированы основные типы текстур карбонатных пород, описанных Е. В. Дмитриевой, В. Л. Либровичем и Г. И. Ершовой (1969 г.).

Наиболее существенную информацию о текстурах карбонатных пород обычно удается получить уже в процессе макроскопического изучения керна. При этом особенно хорошо наблюдать текстуры в шлифовках.

В процессе наблюдения над текстурами карбонатных пород возможна оценка последних в аспекте их потенциальной нефтеносности. Наиболее перспективные, собственно стереофитические образования характеризуются чаще всего массивной, пятнистой, пористой и кавернозной текстурами, тогда как для малоперспективных пород, возникающих в условиях нормального седиментогенеза, наиболее типичны разнообразные первичнослоистые текстуры.

Особого внимания исследователя заслуживают текстуры, указывающие на биогенную природу карбонатных пород. С породами биогенного, в первую очередь рифогенного, происхождения часто ассоциируют залежи нефти и газа.

Поэтому выявление рифогенных образований представляет собой одну из основных задач при поисках и разведке на нефть и газ в карбонатных толщах. В этом случае наблюдения за текстурами позволяют установить тип рифогенных образований.

Так, для фаций ядра рифа характерны преимущественно массивная и пористая текстуры, для фаций склонов рифа — брекчиевидная и грубослоистая. Помимо указанных текстур в этих фациях могут быть достаточно широко развиты и другие текстуры.

В ходе макроскопического изучения можно составить представление о макротекстурах, а также группе текстур, характерных для поверхности карбонатных тел.

В дальнейшем эти данные дополняются наблюдениями под микроскопом над микротекстурами (см. табл. 3). Важное значение на этой стадии исследования имеют наблюдения за текстурами, связанными с перекристаллизацией, которая чаще всего затушевывает или полностью уничтожает первичные текстуры карбонатных пород.

Разграничение текстур по стадиям образования пород, как это сделано в классификации, позволяет более точно устанавливать генезис карбонатных пород, характер их изменений и превращений и, наконец, на этом основании более правильно выделить из общей массы карбонатных пород такие, которые представляют интерес в отношении нефтеносности.

Классификация текстур карбонатных пород

Т а б л и ц а 3

Стадии образования карбонатных пород	Группа текстур, характерных как для поверхности, так и для внутренних частей карбонатных тел		Группа текстур, характерных для поверхности карбонатных тел
	Макротекстуры	Микротекстуры	
Седиментогенез	Первичнослоистые (горизонтальная, косая и другие виды слоистых текстур), массивная, пятнистая, пористая, кавернозная, брекчиевидная	Первичномикрослоистые, микропятнистая, концентрическая, радиальная, волокнистая, пористая	Знаки ряби, следы течений, следы перерывов в осадконакоплении
Диагенез	Ихнитовая, поддноползневые, вторичнослоистые, конкреционная, массивная, пятнистая, прожилковая, зональная, концентрически скорлуповая, пористая	Ихнитовая, вторичномикрослоистая, микропятнистая, концентрическая, замещения, перекристаллизации, пористая	Следы прижизненного перемещения организмов, глиптоморфозы, трещины усыхания, следы капель дождя, следы струй, следы сверления камнеточцев
Катагенез	Зональная, массивная, пятнистая, осадочного будинажа, фунтиковая, стилолитовая, прожилковая, трещинная, пористая, кавернозная	Микропятнистая, замещения, перекристаллизации, пористая, микротрещинная	—
Гипергенез	Зональная, пятнистая, пещеристая, ячеистая, кавернозная, пористая, трещинная	Микропятнистая, замещения, микротрещинная, пористая	

Изучение структур

Изучение структур необходимо для выделения в пространстве пород, наиболее перспективных в отношении нефтеносности и для выяснения и уточнения закономерностей нефтенасыщения в пределах той или иной породы.

Среди многочисленных классификаций структур карбонатных пород наибольшее применение у советских геологов нашла структурная классификация Г. И. Теодоровича (1950 г.). В дальнейшем на ее основе с некоторыми изменениями и дополнениями нами была предложена генетическая классификация, точнее, как у Г. И. Теодоровича (1950 г.), две классификации для известняков и доломитов (табл. 4, 5).

Выделение двух самостоятельных классификаций вызвано тем, что, несмотря на значительное сходство структур известняков и доломитов, между ними имеются существенные различия, обусловленные, например, широким распространением среди доломитов метасоматических разностей.

Описание фактически всех основных структур карбонатных пород можно найти в работах Г. И. Теодоровича (1950, 1958 гг.), Е. В. Дмитриевой, В. Л. Либровича, Г. И. Ершовой (1969 г.), Х. Дж. Биссела, Дж. В. Чилингара (1970 г.).

Изучение структур карбонатных пород, за небольшим исключением, осуществляется главным образом в прозрачных шлифах под микроскопом. В тех случаях, когда породы представлены известково-доломитовыми разностями, целесообразно окрашивать шлифы, лучше всего методом И. Митчелла, что позволяет более точно диагностировать структуры.

Наблюдения за структурами карбонатных пород по сравнению с терригенными, предоставляют исследователю более обширный и более сложный для интерпретации материал. Только отдельные типы карбонатных пород в отношении структур могут быть сопоставлены с терригенными породами. Наибольшие аналогии здесь могут быть найдены в породах, возникших в результате нормального седиментогенеза, поскольку в них широко представлен карбонатный обломочный материал, чаще всего детритовый. Кроме того, в некоторой степени к обломочным породам близки по структуре субстереофитические оолитовые и пизолитовые карбонатные породы, т. е. в данном случае породы с оолитовой и пизолитовой структурами.

Для карбонатных пород, близких по структурам к терригенным, принцип изучения структур в общих чертах такой же.

В процессе изучения структур других субстереофитических карбонатных пород, например сложенных раковинами, следует обращать внимание на виды организмов, формы и размеры раковин. В том же направлении надо вести наблюдения и в собственно стереофитических образованиях. В одном и том же образце карбонатной породы, даже в одном прозрачном шлифе, часто можно наблюдать сложный тип структуры, например фораминиферо-водорослевый и т. п. Кроме того, сложные, точнее, смешанные структуры характерны для пород, в которых в сопоставимых количественно сочетаниях развиты цементируемый и цементирующий материалы или же заметно проявилась доломитизация.

Большое разнообразие структур и их возможные сочетания хорошо видны из генетических классификаций известняков и доломитов (см. табл. 4, 5).

Изучение структуры пустотного пространства

В терригенных породах пустотное пространство построено относительно просто, как сравнительно прост сам механизм его формирования. В подавляющем большинстве пустоты в терригенных породах возникают в ходе седиментогенеза и в последующие стадии под влиянием уплотнения они обычно уменьшаются в размерах и изменяют конфигурацию. В общем для пустотного пространства терригенных пород характерна тенденция к сокращению его объема.

Значительно сложнее происходит формирование пустот в карбонатных породах, а сами пустоты отличаются более сложной морфологией. Их размеры могут существенно превосходить размеры пор терригенных пород. Это объясняется тем, что в постседиментационные стадии в карбонатных породах общий объем пустот может не только сокращаться вследствие уплотнения и цементации пустот, но и увеличиваться за счет выщелачивания. Процесс выщелачивания протекает наиболее интенсивно в породах с уже имеющимися и хорошо сообщающимися между собой пустотами. В результате выщелачивания образуются не только поры, т. е. пустоты размером до 1 мм, но также каверны (макропоры) размером более 1 мм и пещеры (мегапоры) размером более 10 см. Все указанные пустоты могут сообщаться непосредственно друг с другом с помощью трещин, а также поровых, каверновых и пещерных каналов.

С разнообразными типами пустот и их подразделением по размерам в карбонатных породах можно познакомиться в морфометрической классификации (табл. 6) [Марьенко Ю. И., 1978], в основу которой положен десятичный принцип разделения пустот по размерам, примененный в соответствующей классификации, разработанной Г. А. Максимовичем и В. Н. Быковым (1969 г.).

Классификация структур известняков

Соотношение между цементуемым и цементующим материалом		Структуры преобладающего (цементируемого, цементующего или относительно однородного) материала			Структуры находящегося в подчиненном количестве (цементируемого или цементующего) материала		
Преобладает цемент-	Цементируемый ма-	Биогенные	Биоморфные	Рифовые		Крустификационные, инкрустационные	Микрозернистые, яснозер-
				Фораминиферовые, остракодовые, брахиоподовые, микрофитолитовые и др.		Нормальнозернистые, инкрустационные	
				Строматолитовые		Нормальнозернистые, корковые	
			Биоморфно-детритовые	Рифово-детритовые		Нормальнозернистые, инкрустационные	
				Фораминиферо-детритовые, брахиоподо-шламовые и т. п.			
				Кокколитофорино-детритовые (структура мела)			
		Детритовые	Крупнодетритовые (>0,5 мм)				
			Мелкодетритовые (0,1—0,5 мм)				
			Микродетритовые или шламовые (<0,1 мм)				
		Биохеомоген-	Комковатые	Крупнокомковатые (>0,5 мм)			
				Мелкокомковатые (0,1—0,5 мм)			
				Микрокомковатые (<0,1 мм)			

тируемый материал	териал составляет более 50 %	ные	Копролитовые	Крупнокопролитовые ($>0,5$ мм)		Нормально-зернистые	нистые
				Мелкокпролитовые (0,1—0,5 мм)			
				Микрокопролитовые ($<0,1$ мм)			
			Сгустковые	Крупносгустковые ($>0,5$ мм)		Нормально-зернистые, инкрустационные	
				Мелкосгустковые (0,1—0,5 мм)			
				Микросгустковые ($<0,1$ мм)			
				Реликтовые (по относительно слабораспознаваемым биогенным образованиям)			
		Хемогенные	Ооидные	Пизолитовые			
				Оолитовые			
				Сферолитовые			
Обломочные, брекчиевые		Псефитовые (>1 мм)					
		Псаммитовые (0,1—1 мм)					
		Алевритовые ($<0,1$ мм)					

Соотношение между цементируемым и цементи- рующим материалом		Структуры преобладающего (цементируемого, цементирующего или относительно однородного) материала			Структуры находящегося в подчиненном количестве (цементируемого или цементирующего) материала		
Преобла- дает цемен- тирующий материал или одно- родная	Цементи- руемый материал		Нормаль- нозерни-	Микрозернистые, яснозер-	Биоген- ные	Биоморфные	Фораминифе- ровые, остра- кодовые, мик- рофитолито- вые и др.
						Биоморфно- детритовые	Фораминифе- ро-детритовые, брахиоподо- шлямовые и др.
						Детритовые	Крупно-, мелко- и мик- родетритовые
					Биохемо-	Комковатые	Крупно-, мел- ко- и микро- комковатые
						Копролитовые	Крупно-, мелко- и мик- рокопролито- вые

в структурном отношении минеральная масса

составляет 10—50 %

стые

нистые

Корковые
и инкрустационные

	генные	Сгустковые	Крупно-, мелко- и мик- росгустковые
	Хемоген- ные	Ооидные	Пизолитовые, оолитовые, сферолитовые
	Обломоч- ные или брекчие- вые		Псефитовые, псаммитовые, алевритовые
	Биоген- ные	Биоморфные	Фораминафе- ровые, остро- кодовые, микрофитоли- товые и др.
		Биоморфно- детритовые	Фораминафе- ро-детритовые, брахиоподо- шламовые и др.
		Детритовые	Крупно-, мелко- и мик- родетритовые

Соотношение между цементируемым и цемен- тирующим материалом		Структуры преобладающего (цементируемого, цементирующего или относительно однородного) материала			Структуры находящегося в подчиненном количестве (цементируемого или цементирующего) материала	
Преобла- дает цемен- тирующий материал или одно- родная в струк- турном отношении минераль- ная масса	Цементи- руемый материал составляет менее 10 % или отсут- ствует со- всем		Нормаль- нозерни- стые	Микрозернистые	Криптозернистые, скрытозернистые или пелитоморфные ($<0,005$ мм)	
					Микрозернистые ($0,005—0,01$ мм)	
					Тонкозернистые ($0,01—0,2$ мм)	
				Яснозернистые	Мелкозернистые ($0,1—0,25$ мм)	
					Среднезернистые ($0,25—0,5$ мм)	
					Крупнозернистые ($0,5—1$ мм)	
					Грубозернистые (>1 мм)	
				Разнозернистые		
			Корковые, инкрус- тационные			
			Лучисто- агрегатные			

Вся система пустот карбонатных пород получила название структуры пустотного пространства* (а не порового, как до сих пор еще встречается в литературе).

По существу, формирование пустот в карбонатных породах происходит на всех стадиях литогенеза и в стадию гипергенеза и во многом определяется их генезисом. Генетическое разнообразие карбонатных пород обуславливает соответственно разнообразие генетических типов пустот, что хорошо видно из генетической классификации пустот карбонатных пород (табл. 7) [Марьенко Ю. И., 1978].

В этой классификации довольно легко найти место пустотам терригенных пород, которые соответствуют межобломочному подтипу кластогенного типа. Таким образом, данная классификация применима для пустот любых осадочных пород.

Изучение структуры пустотного пространства направлено на выяснение емкостных и фильтрационных свойств коллектора. От структуры пустотного пространства, т. е. морфологии, размеров пустот, плотности их распределения в породе, степени и характера их связи, зависит эффективная пустотность, т. е. нефтенасыщенность и эффективная проницаемость породы-коллектора. Особенности структуры пустотного пространства объясняются такие явления, когда коллектор обладает малой емкостью, но хорошей проницаемостью и наоборот. В первом случае это может быть свойственно, например, трещинно-поровому коллектору, в котором суммарный объем пор и трещин невелик, но зато повышенная трещиноватость обеспечивает хорошую проницаемость. Во втором случае, например, в поровом или порово-каверновом коллекторе, обладающем большой емкостью, может отсутствовать связь между пустотами.

Для изучения структуры пустотного пространства существует ряд методов, среди которых широко используется насыщение пород-коллекторов окрашенными смолами и пластмассами. Последние, находясь в жидком состоянии, сходны по своим физическим свойствам с флюидами, насыщающими коллектор. После застывания окрашенные смолы или пластмассы дают наглядную картину структуры пустотного пространства пород-коллекторов.

Методы насыщения пород-коллекторов окрашенными смолами, разработанные различными исследователями, подробно изложены Л. А. Коцерубой [Коцеруба Л. А., 1977].

Породы-коллекторы после насыщения окрашенными смолами и пластмассами расшифровывают. Структуру пустотного пространства изучают в прозрачных шлифах. В таких шлифах можно сделать количественные измерения планиметрическим, точечным и линейным методами, разработанными в различных модификациях. Методики этих количественных измерений изложены в целом ряде работ и обстоятельно рассмотрены Л. А. Коцерубой.

Особо следует отметить метод изучения структуры пустотного пространства карбонатных пород, основанный на получении «слепок» пустот [Юрлов Л. И., Калинин В. Ф., 1962 г.]. В основу этой методики положен тот принцип, что карбонатная порода, пропитанная метилметакрилатом, растворяется в соляной кислоте, а последний остается. В результате образуется объемная модель структуры пустотного пространства. В дальнейшем эта методика была усовершенствована Н. Я. Куликовой (1965—1966 гг.) для изучения пустотного пространства газовых коллекторов и ею же с соавторами (А. А. Ханиным и др., 1970 г.) — для исследования особенностей размещения в коллекторах остаточной воды.

Метод моделирования углеводородов и остаточной воды в породах-коллекторах разрабатывался многими исследователями. М. А. Цветкова использовала метод пропитки бакелитовой смолой, окрашенной в синий цвет (метиленовым голубым), имитирующей по своим физическим свойствам остаточную воду с последующим вытеснением ее бакелитовой смолой, окрашенной в красный цвет родамином, близким по своим физическим свойствам нефти.

* Точнее говорить о текстуре пустотного пространства. Понятие структура более применимо для описания формы и размеров отдельных пустот.

Классификация структур доломитов

Соотношение цементируемого и цементирующего материала и их реликтов, положительных и отрицательных		Структуры преобладающего (цементируемого, цементирующего или относительно однородного) материала		Структуры находящегося в подчиненном количестве (цементируемого или цементирующего) материала				
материал или его реликты	реликты составляют более 50 %	Первичные	Биогенные	Биоморфные	Строматолитовые		Нормальнозернистые, корковые, инкрустационные	Микрозернистые,
					Микрофитолитовые		Нормальнозернистые, инкрустационные	
			Биохемогенные	Комковатые	Крупно-, мелко- и микрокомковатые		Нормальнозернистые, инкрустационные	
				Копролитовые	Крупно-, мелко- и микрокопролитовые		Нормальнозернистые	
				Сгустковые	Крупно-, мелко- и микросгустковые		Нормальнозернистые, инкру-	
			Хемогенные	Ооидные	Пизолитовые			
					Оолитовые			
					Сферолитовые			

Преобладает цементируемый

Цементируемый материал или его

Положительно-или отрицательно-реликтовые

Обломочные или брекчие- вые	—	Псефитовые		стационарные	яснозернистые
		Псаммитовые			
		Алевритовые			
Биогенные	Биоморф- ные	Микрофитолито- вые, форамини- феровые, брахио- подовые и др.		Нормальнозер- нистые инкру- стационные, пой- килобластовые, порфировидные	
	Биоморф- но-детри- товые	Фораминиферо- детритовые, бра- хиоподо-шламо- вые и др.			
	Детрито- вые	Крупно-, мелко- и микродетри- товые			
Биохеогенные	Комкова- тые	Крупно-, мелко- и микрокомко- ватые		Нормальнозер- нистые, пойкило- бластовые, пор- фировидные	
	Копроли- товые	Крупно-, мелко- и микрокомко- ватые			
	Сгустко- вые	Крупно-, мелко- и микросгуст- ковые			
Хемо- генные	Ооидные	Пизолитовые, оолитовые и сфе- ролитовые		Нормальнозер- нистые, инкру- стационные, пой- килобластовые, порфировидные	

Соотношение цементируе- мого и цемен- тирующего материала и их релик- тов, положи- тельных и отрицатель- ных	Структуры преобладающего (цементируемого, цементирующего или относительно однородного) материала	
в структурном отношении минеральная масса	реликты составляют 10—50 %	
		Нормально- зернистые, ин- крустационные
		Нормально- зернистые
		Нормально- зернистые,
		Микрозернистые,
		ные

Продолжение табл. 5

Структуры находящегося в подчиненном количестве
(цементируемого или цементирующего) материала

материал	Кальцитовый	Биогенные	Биоморфные	Фораминиферовые, брахиоподовые, коралловые и др.
			Биоморфно-детритовые	Фораминиферо-детритовые, брахиоподо-шламовые и др.
			Детритовые	Крупно-, мелко- и микродетритовые
		Биохемотрогенные	Копролитовые	Крупно-, мелко- и микрокопролитовые
	так и кальцитовый	Биогенные	Биоморфные	Микрофитолитовые
		Биохемотрогенные	Комковатые	Крупно-, мелко- и микрокомковатые
			Сгустковые	Крупно-, мелко- и микросгустковые

Преобладает цементирующий материал или сравнительно однородная

Цементируемый материал или его

инкрустационные

иснозернистые

Первич

Цементируемый

Доломитовый

Как доломитовый,

Хемо-
генные

Осадные

Лизогитовые,
осадитовые, сфе-
ролитовые

Огло-
мочные

Песчистовые,
псаммитовые,
агавритовые

Биоморфные

Микрофитогито-
вые, форамини-
феровые, брахио-
подовые и др.

Биоген-
ные

Биоморфно-детри-
товые

Фораминиферо-
детритовые, бра-
хиоподо-пламо-
вые и др.

Детритовые

Крупно-, мелко-
и микродетри-
товые

Биохе-
моген-
ные

Комковатые

Крупно-, мелко-
и микрокомко-
ватые

Копролитовые

Крупно-, мелко-
и микрокопро-
литовые

Слушковые

Крупно-, мелко-
и микрослус-
ковые

Оолитовые

Пизолитовые,
оолитовые и сфе-
ролитовые

Хемо-
генные

Преобладает цементирующий материал или сравнительно однородная в структурном отношении минеральная масса

Цементируемый материал и его реликты составляют менее 10%

Соотношение цементируемого и цементирующего материала и их реликтов, положительных и отрицательных

Структуры преобладающего (цементируемого, цементирующего или относительно однородного) материала

Нормальнозернистые

Микрозернистые

Криптозернистые (скрытозернистые) или пелитоморфные ($<0,005$ мм)

Микрозернистые (0,005—0,01 мм)

Тонкозернистые (0,01—0,1 мм)

Микрозернистые (0,1—0,25 мм)

Среднезернистые (0,25—0,5 мм)

Крупнозернистые (0,5—1 мм)

Грубозернистые (>1 мм)

Разнозернистые пойкилобластовые, порфиоровидные

Корковые, инкрустационные

Продолжение табл. 5

**Структуры находящегося в подчиненном количестве
(цементируемого или цементирующего) материала**

Морфометрическая классификация пустот карбонатных пород

Размер пустот, мм	Поры	Каналы	Трещины
<0,0001 0,0001—0,001 0,001—0,01	Субкапиллярные Микропоры Очень мелкие	Субкапиллярные Микропоровые Очень мелкопоровые	Субкапиллярные Микротрещины Волосные
0,01—0,1 0,1—1 1—10	Мелкие Тонкие Макропоры мелкие (каверны мелкие)	Мелкопоровые Тонкопоровые Макропоровые мелкие (каверновые мелкие)	Очень мелкие Тонкие Макротрещины мелкие
10—100	Макропоры крупные (каверны крупные)	Макропоровые крупные (каверны крупные)	Макротрещины крупные
>100	Мегапоры (пещеры)	Мегапоровые (пещерные)	Мегатрещины

На основе работ Н. Г. Куликовой, Н. В. Назарова и Л. А. Демидовича (1975 г.) предложена новая методика изучения структуры пустотного пространства карбонатных пород, которая связана с люминесценцией в ультрафиолетовых лучах пропитанного люминофорами метилметакрилата.

Кроме того, среди методов изучения структуры пустотного пространства достаточно широко распространены методы капиллярной пропитки люминесцирующими жидкостями [Багринцева К. И., 1962 г.; 1964 г.; 1977]. Нужно заметить, что методика К. И. Багринцевой в значительной степени рассчитана на изучение трещиноватости карбонатных пород.

Трещиноватость — характернейшая черта карбонатных пород. Поэтому исследователь, занимающийся ее изучением, должен направлять свои усилия не на доказательство ее существования в тех или иных карбонатных породах, а на выяснение масштабов ее проявления и параметров трещиноватости. Значительный вклад в разработку методики определения параметров трещиноватости внесла группа исследователей, возглавляемых Е. М. Смеховым (1958 г.). По этой методике такие параметры, как трещинная пустотность, объемная плотность или густота трещин, определяются в более крупных (нестандартных) прозрачных шлифах под микроскопом на основании измерения ширины раскрытия и суммарной длины следов трещин и площади шлифа.

Для оценки морфологии, величины раскрытия и взаимосвязи трещин К. И. Багринцевой разработан метод капиллярного насыщения карбонатных пород люминесцирующими жидкостями (люминофорами).

Люминесцентный метод благодаря способности люминофора проникать в мельчайшие капиллярные пустоты позволяет выявлять самые мелкие микротрещины. Специально изготовленные из зерна кубики (5×5×5 см) карбонатных пород пропитывают люминофором, а затем каждую грань в полной темноте фотографируют (обычно в натуральную величину) под ультрафиолетовыми лучами. На полученных фотоснимках выделяют открытые и закрытые трещины, подсчитывают число вертикальных и горизонтальных трещин, определяют курвиметром их общую длину, рассчитывают поверхностную плотность, измеряют раскрытость, описывают морфологию и сообщаемость.

Помимо метода капиллярной пропитки существует еще ряд методов исследования структуры пустотного пространства, главным образом связанного с трещиноватостью: рентгеновский, ультразвуковой, электромагнитный и др.

Хорошие результаты в этом направлении удается получить с помощью ультразвукового прозвучивания образцов карбонатных пород. Этот метод

Таблица 7

Генетическая классификация пустот карбонатных пород

Группы	Типы		Подтипы и разновидности	
Седиментогенетические	Биогенные		Межскелетные Внутрискелетные Рифовые Межмикрофитолитовые Междетритовые	
	Хемотрогенные		Межоолитовые Межпизолитовые	
	Кластрогенные		Межобломочные	
Диагенетические	Замещения		Контракции Растворения при доломитизации Растворения при кальцитизации	
Катагенетические	Неполной цементации	Остаточные	Стадии седиментогенеза	Биогенные Хемотрогенные Кластрогенные
			Стадии диагенеза	Замещения
	Выщелачивания (карстовые)		Цементируемого материала	Скелетов Микрофитолитов Детрита Копролитов Сгустков Оолитов Пизолитов Обломков
			Цементов	Межскелетного Внутрискелетного Межмикрофитолитового Междетритового Межкопролитового Межсгусткового Межоолитового Межпизолитового Межобломочного Межзернового
По всей массе породы				

Группы	Типы	Подтипы и разновидности
Катагенетические	Замещения Перекристаллизации	Растворения при раздоломивании
	Литогенетические трещины	Усыхания Напластования Внутрислойные Уплотнения Кристаллизации
	Тектонические трещины	Сколовые Отрыва
	Трещины усадки Трещины разгрузки	
Гипергенетические	Выщелачивания (карстовые) Выветривания (в том числе трещины) Трещины разгрузки	

достаточно подробно разработан и описан К. И. Багринцевой [Багринцева К. И., 1977] и широко апробирован ею на образцах керна из регионов. Используя сквозное прозвучивание, определяют скорость ультразвука по трем направлениям: перпендикулярному и двум параллельным. Она меняется в зависимости от структурно-текстурных особенностей и структуры пустотного пространства карбонатной породы. Установлено, что при наличии открытых трещин со значительным раскрытием часто происходит полное затухание звуковых волн, фиксируемых на экране осциллографа. На этом основании была введена условная величина — коэффициент относительной трещиноватости, который представляет собой отношение скорости ультразвуковых волн в породе, содержащей микротрещины, к скорости ультразвука в монолитной породе того же состава, лишенной трещин. Таким образом, с помощью этого коэффициента возможна дифференциация продуктивных отложений по интенсивности развития трещиноватости.

Большинство методов, связанных с изучением структуры пустотного пространства, трудоемки. Кроме того, количественные характеристики пустотного пространства, полученные разными методами, порой заметно отличаются друг от друга. Поэтому в настоящее время назрела необходимость в совершенствовании самих методов изучения структуры пустотного пространства, а также в их автоматизации. Перспективным в этом направлении представляется метод изучения пустотного пространства методом оптико-структурного машинного анализа, который может выполняться на отечественной сканирующей электронной установке «Протва».

МЕТОДЫ ДЕТАЛЬНОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ РАЗРЕЗОВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 1. Задачи расчленения разрезов продуктивных отложений

На основе первично проведенного расчленения разреза должен быть получен материал:

1) для выделения относительно крупных ритмов (циклов) в осадкообразовании, а возможно, и подчиненных им более мелких ритмов (второго и третьего порядков);

2) для нахождения в разрезах уровней, которые обусловлены одними и теми же изменениями в обстановках осадконакопления или одними и теми же геолого-тектоническими явлениями;

3) для получения представления о данной толще как палеоэкосистеме, в которой при ее формировании на определенных этапах происходили изменения, обусловленные теми или иными физико-географическими факторами (тектоническими явлениями, изменениями климата или солевого режима в бассейне); выявление признаков воздействия этих факторов в коррелируемых разрезах обеспечивает обоснованность их сопоставлений.

Палеоэкосистемный подход предполагает использование в работе и учет всех возможных особенностей пород (в первую очередь палеонтологических и литологических), но относительная их значимость и эффективность определяются литолого-фациальными характеристиками разреза. Поэтому метод корреляции, который должен преимущественно применяться на том или ином месторождении или в том или ином регионе, должен быть выбран на основе модели фациальной обстановки, которая должна сложиться в результате этих палеоэкосистемных исследований.

§ 2. Расчленение разрезов на основе данных изучения вещественного состава пород

Возрастной стратиграфический диапазон продуктивных толщ обычно невелик. Поэтому исследование фаунистических остатков лишь в редких случаях может оказать при расчленении разрезов существенную помощь. В особенности это относится к терригенным отложениям, обычно очень бедным фауной. Однако известны случаи, когда удавалось успешно использовать для расчленения терригенных отложений палинологические исследования. Объясняется это тем, что споры и пыльца разносятся повсеместно, отлагаясь в толщах любой фациальной принадлежности. Количественный состав комплексов спор и пыльцы довольно быстро меняется по вертикали разреза, что обусловлено, по всей вероятности, реакцией их на те или иные климатические или сезонные факторы. Поэтому палинологические исследования не следует отвергать при решении задач расчленения разрезов. Однако для песчаных пород ведущая роль сохраняется за изучением их вещественного состава. При этом основное внимание уделяется анализу гранулометрических характеристик пород (размерность зерен, их отсортированность по размерам) и данных о минеральном составе обломочной части породы (например, «кварц-полевошпатового коэффициента»).

Для расчленения терригенной толщи значительной мощности эффективным может оказаться изучение состава комплексов аксессуарных минералов, содержащихся в песчаных породах. При расчленении существенно глинистых пачек целесообразно применять результаты химических и физико-химических методов исследования пород.

При предварительном расчленении разреза глинистых пород помимо макропетрографического описания и изучения микротекстур и микроструктур под микроскопом можно ограничиться одним из достаточно объективных методов

изучения минерального состава дисперсного материала с автоматической записью: рентгенодифрактометрическим или термографическим (см. гл. I и II). Для более детального расчленения разреза необходимо использовать различные геохимические коэффициенты, отражающие режимы осадконакопления в период формирования изучаемой толщи.

Можно считать апробированным применение для расчленения разрезов следующих показателей.

1. Отношение MgO/FeO успешно использовано [Попов В. Е., 1960 г.] для корреляции немых девонских отложений Южного Алтая. Расчленение и корреляция разрезов по этому отношению основываются на значительной подвижности магния и малой подвижности железа в кислых средах, вследствие чего возрастание окислительных свойств среды приводит к уменьшению значений этих отношений.

2. Коэффициент доломитизации $MgO \cdot 100 / (MgO + CaO)$ применен впервые И. С. Грамбергом и Н. С. Спиро (1959) при изучении пермских отложений Хаганской впадины. Анализ значений этого отношения помогает выделить в составе изучаемого разреза осадки, формировавшиеся в различных фациальных обстановках: морских, лагунных, слабо- или сильноосолоненных.

3. Значения отношений V/Ni и Cu/Ni также заметно колеблются в зависимости от фациальных обстановок осадкообразования — морских или пресноводных.

Для уточнения корреляции разрезов удобно использовать кривые изменения этих коэффициентов по разрезу. Более эффективные результаты дает их применение для глинистых пород. Если в разрезе песчаные и глинистые породы переслаиваются, кривые для них строят раздельно. Анализ кривых позволяет определить в разрезе уровни изменения геохимических режимов среды осадконакопления и, таким образом, уточнить выделение ритмов и циклов различного порядка.

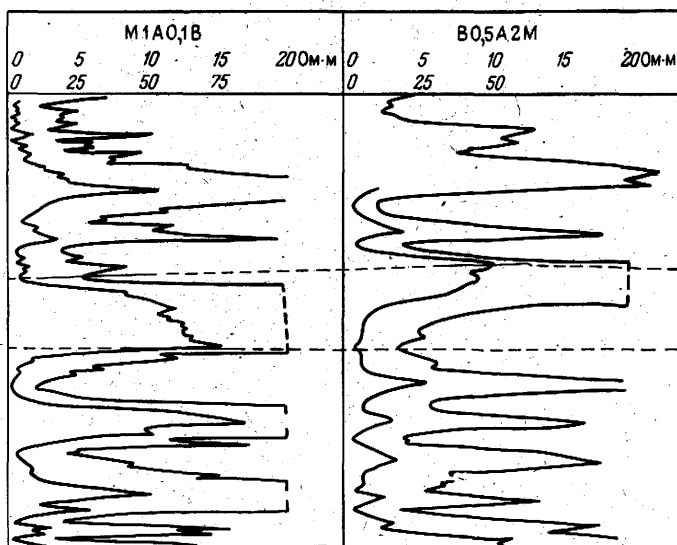
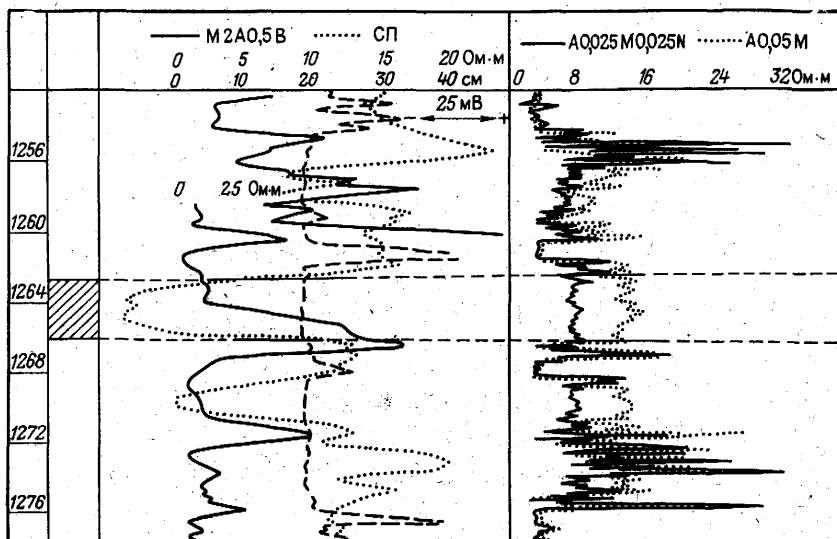
Недостаточно опробовано, но, безусловно, перспективно применение других физико-химических и физических методов, таких как определение дзета-потенциала суспензии глинистого вещества, изучение диэлектрической проницаемости пород и некоторые другие, более удобные при использовании для толщ существенно глинистого состава.

Применение всех перечисленных методов без широкого использования промыслово-геофизических данных может быть эффективно при региональных геологических построениях; при первичном изучении относительно мощных перспективных толщ и их предварительных сопоставлениях. Если же задачей исследования является детальное расчленение продуктивных толщ, необходимыми становятся промыслово-геофизические методы исследования, сопровождаемые непрерывным отбором керна из скважин. Эти методы основаны на регистрации петрофизических характеристик пород, т. е. в первую очередь особенностей их вещественного состава (в известной мере также текстурных и структурных особенностей). Их преимущество определяется следующим: 1) четко отделяя в разрезе слои и пакки различных составов; эти методы позволяют точно устанавливать их мощность; 2) благодаря автоматической регистрации они гарантируют определенный уровень объективности; 3) обеспечивают полноту (пусть относительной!) характеристики разреза, что недостижимо одним лишь изучением керна, поскольку 100 %-ный отбор его крайне редок. Следует одновременно подчеркнуть, что отбор керна необходим для правильной и полной интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований. Поэтому следует располагать керном из тех скважин изучаемой площади, где разрез продуктивной толщи изменчив.

§ 3. Промыслово-геофизические методы детального расчленения продуктивных отложений

Основная задача детального расчленения отложений — установление по геолого-геофизическим данным литологического типа пород, составляющих изучаемый разрез.

Расчленение разреза на пласты производится по комплексу геофизических методов, наиболее четко отражающих строение разреза и границы пластов, различных по литологии и физическим свойствам (рис. 1).



Выбор геофизических методов определяется средними мощностями пластов, составляющих разрез, и их геолого-геофизическими характеристиками. В разрезах, состоящих из более мощных и однородных пластов ($h > 2-6$ м), для расчленения обычно используют данные методов стандартной электротомии (ρ_k СП), радиотомии (ГМ, НГМ), индукционного каротажа (ИК), кавернометрии. Для выделения в разрезе пластов ограниченной мощности

($h < 2$ м) надо располагать данными методов микрозондов, экранированных зондов (БК, БМК), акустического каротажа (АК), обладающих высокой разрешающей способностью по мощности. На диаграммах микрозондов, по-

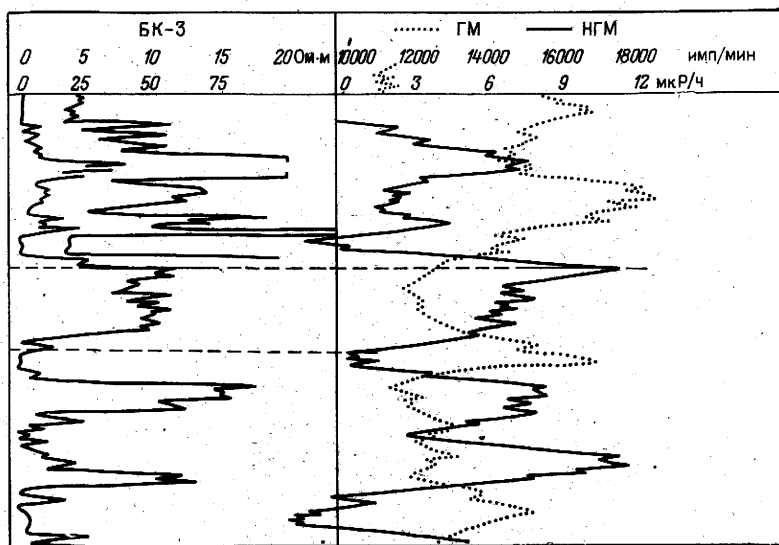


Рис. 1. Пример определения границ пласта и его мощности по диаграммам различных методов

тенциал-зондов, экранированных и индукционных зондов, кавернограмм, потенциалов самопроизвольной поляризации, акустического каротажа пласты отмечаются практически симметричными аномалиями. Границы их определяются по точкам, соответствующим серединам этих аномалий.

Асимметричными кривыми фиксируются пласты на диаграммах стандартных зондов и бокового каротажного зондирования (БКЗ), зарегистрированных градиент-зондами. При записи кривых ρ_k подошвенными зондами границы пластов выделяются по экстремальным точкам: минимум ρ_k — в кровле, максимум — в подошве пласта; на кривых кровельных зондов — наоборот.

Положение границ пластов на диаграммах ГМ и НГМ зависит от скорости v регистрации диаграмм и инерционности регистрирующей аппаратуры, характеризующейся постоянной времени τ . Приблизительно на диаграммах радиометрии границам пластов соответствуют точки начала подъема кривой в подошве и начала спада кривой в кровле пласта.

Описанные правила непригодны для градиент-зондов в пластах бесконечно высокого сопротивления.

Перечисленные правила выделения границ не учитывают влияния на форму кривых аппаратуры, диаметра скважины, сопротивлений пласта и других факторов. Поэтому полученные таким способом мощности пластов фиктивны $h_{\text{ф}}$.

Подробно вопрос определения границ пластов при детальном расчленении разреза по различным геофизическим методам освещен в специальной литературе [Дахнов В. Н., 1972; Вендельштейн Б. Ю., Латышова М. Г., Тузов В. П., 1975].

Качественная диагностика литологического состава горных пород обычно осуществляется по комплексу геофизических исследований с привлечением данных изучения керна и шлама.

Располагая комплексом геофизических диаграмм и увязывая их по глубине пластов с наиболее четко выраженной характеристикой всех геофизических параметров, составляют литологическую колонку разреза скважины.

Геофизические характеристики наиболее типичных литологических разностей осадочного чехла, с которыми связаны основные запасы нефти и газа, составлены по данным В. Н. Дахнова [Дахнов В. Н., 1972].

Глины. На диаграммах методов сопротивлений значения ρ_k низкие; они повышаются с уплотнением глин, уменьшением их пористости, увеличением карбонатности. На диаграммах микрозондов при образовании каверны против глин показания градиент- и потенциал-микрозондов равны и приближенно отражают сопротивление промывочной жидкости (глинистого раствора ρ_p); $\rho_k \text{ ГМЗ} = \rho_k \text{ ПМЗ} \approx \rho_p$.

На диаграммах потенциалов самопроизвольной поляризации (СП) — положительные значения $\Delta U_{\text{СП}}$, при сопротивлении фильтрата промывочной жидкости больше, чем сопротивление пластовой воды ($\rho_f > \rho_p$). Амплитуда аномалии $\Delta U_{\text{СП}}$, отчитанная от уровня чистых неглинистых пород, возрастает с увеличением отношения ρ_f/ρ_p , плотности глин, их адсорбционной активности, зависящей от минерального состава.

На диаграммах естественной гамма-активности (ГМ) — интенсивность гамма-излучения I_γ высокая; гамма-гамма-метода (ГГМ) — высокие показания $I_{\gamma\gamma}$, снижающиеся с уменьшением пористости глин; нейтронных методов (НГМ, ННМ) — низкие показания $I_{n\gamma}$ и I_n ; акустического каротажа — максимальные значения интервального времени Δt ; продолжительности проходки — $t_{\text{пр}}$ низкое, растет с глубиной.

На кавернограммах обычно отмечается увеличение диаметра скважины d_c по сравнению с номинальным диаметром d_n .

Против глин наблюдается рост величины геотермического градиента (I), определенного по данным термометрии.

Глинистые сланцы. Отмечаются более высокими, чем для глин, значениями ρ_k , I_γ , $I_{n\gamma}$, $t_{\text{пр}}$; большими показаниями $\Delta U_{\text{СП}}$, более низкими $I_{\gamma\gamma}$, Δt ; незначительным увеличением d_c , иногда номинальным диаметром скважины на кавернограммах.

Мергели. По геофизическим данным, в большинстве случаев имеют неоднзначные характеристики, зависящие от степени доломитизации, трещиноватости, а также от литологии пород, среди которых они залегают.

Песчаники. Кажущееся сопротивление ρ_k изменяется в очень широком диапазоне и зависит от характера насыщения, пористости и цементации породы.

На микрозондах — ρ_k повышенные по сравнению с зарегистрированными против глин при $d_c < d_n$, $\rho_k \text{ ПМЗ} > \rho_k \text{ ГМЗ}$, Амплитуды $\Delta U_{\text{СП}}$, отрицательные при $\rho_f > \rho_p$, сокращаются с уменьшением отношения ρ_f/ρ_p и увеличением глинистости. Интенсивность I_γ низкая, повышается с ростом глинистости и зависит от минерального состава породы: повышенная в полимиктовых, глауконитовых песчаниках, монацитовых песках. Показания $I_{n\gamma}$ и I_n зависят от пористости, степени цементации и характера насыщения. Интенсивность $I_{\gamma\gamma}$ понижается с уменьшением пористости и растет с увеличением глинистости. Интервальное время Δt изменяется аналогично показаниям $I_{\gamma\gamma}$. Время продолжительности проходки $t_{\text{пр}}$ повышенное. Диаметр скважины обычно уменьшенный (на кавернограмме глинистая корка) либо номинальный.

Карбонатные породы (известняки, доломиты). Величины ρ_k изменяются в широких пределах, зависят от типа и величины пористости, характера насыщения. Амплитуды $\Delta U_{\text{СП}}$ отрицательные; они уменьшаются с увеличением глинистости, с ростом сопротивления породы. Интенсивность I_γ низкая, увеличивается с ростом глинистости. Показания $I_{n\gamma}$ и I_n зависят от пористости породы, ее плотности, типа насыщения. Значение $I_{\gamma\gamma}$ низкое, растет с увеличением пористости. Интервальное время Δt — низкое, зависит от типа пористости, ее величины, повышается с увеличением глинистости.

Продолжительность проходки варьирует в широких пределах, от самых высоких значений $t_{\text{пр}}$ — в плотных карбонатах до нулевых значений — в карстованных разностях карбонатных пород.

Диаметр скважины обычно определяется структурой пустотного пространства рассматриваемых пород. В плотных разностях $d_c = d_n$; в карстовых полостях $d_c \gg d_n$; в карбонатных породах с межзерновой пористостью $d_c < d_n$, с трещинной пористостью возможно $d_c > d_n$.

Карбонатные породы характеризуются небольшими величинами геотермического градиента.

Гидрохимические осадки. Для ангидритов характерны очень высокие значения ρ_k , амплитуды $\Delta U_{СП}$ незначительные: интенсивность I_γ минимальная; показания $I_{n\gamma}$ и I_n максимальные; интенсивность $I_{\gamma\gamma}$ низкая; величина геотермического градиента очень низкая; $d_c = d_n$; Δt низкое; $\tau_{пр}$ высокое.

В солях снижается $\tau_{пр}$ и увеличивается значение Γ , остальные геофизические характеристики при $d_c = d_n$ аналогичны характеристикам ангидритов,

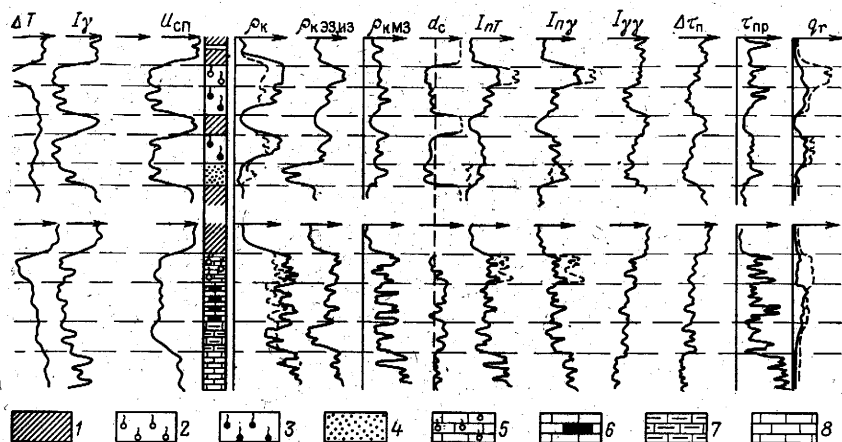


Рис. 2. Типичные кривые геофизических параметров для терригенных и карбонатных пород:

1 — глины; песчаники: 2 — газоносные, 3 — нефтеносные, 4 — водоносные; известняки (доломиты): 5 — газоносные, 6 — нефтеносные, 7 — водоносные, 8 — плотные

однако калийные соли отличаются высокими значениями I_γ . При $d_c \gg d_n$ значения ρ_k низкие и средние на зондах, размеры которых соизмеримы с d_c . Значения $I_{n\gamma}$ и I_n низкие; интенсивность $I_{\gamma\gamma}$ — высокая; $\tau_{пр}$ низкое; Δt — высокое.

Отличие геофизических характеристик солей связано с влиянием каверн, заполненных буровым минерализованным раствором.

Пониженными по сравнению с ангидритами интенсивностями $I_{n\gamma}$ и I_n отмечаются гипсы, содержащие значительное количество кристаллизационной воды.

Типичные кривые геофизических методов для различных типов пород приведены на рис. 2.

Однозначное определение литологии пород может дать только комплексное использование методов. Комплекс геофизических исследований в значительной мере предопределяется скважинными условиями и преобладающим литологическим типом пород. Так, при бурении скважин на пресном растворе $\rho_r > 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ в разрезах невысоких сопротивлений ($\rho_n \leq 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) целесообразно для определения ρ_n использовать индукционный метод; при бурении скважин на соленом растворе в пластах высокого сопротивления более эффективно применение комплекса экранированных зондов (БК, БМК). В скважинах, пробуренных с раствором на нефтяной основе, электрические методы неэффективны, в этом случае могут быть использованы данные методов радиометрии и ультразвукового.

В терригенных разрезах физические свойства пород обусловлены глинистостью. В этом случае основную информацию несут методы, показания которых определяются глинистостью ρ_k , $U_{сп}$, I_γ . Карбонатные породы различаются в основном по типу пористости и ее величине, к чему наиболее чувствительны методы нейтронные, акустический и метод сопротивлений.

От полноты комплекса геофизических исследований, правильности его выбора с учетом скважинных и литологических условий, оцениваемых предварительно по данным керна, зависит точность детального литологического расчленения разрезов скважин.

Представление о минеральном составе твердого скелета пород может быть получено на основании данных ультразвукового метода: по величине

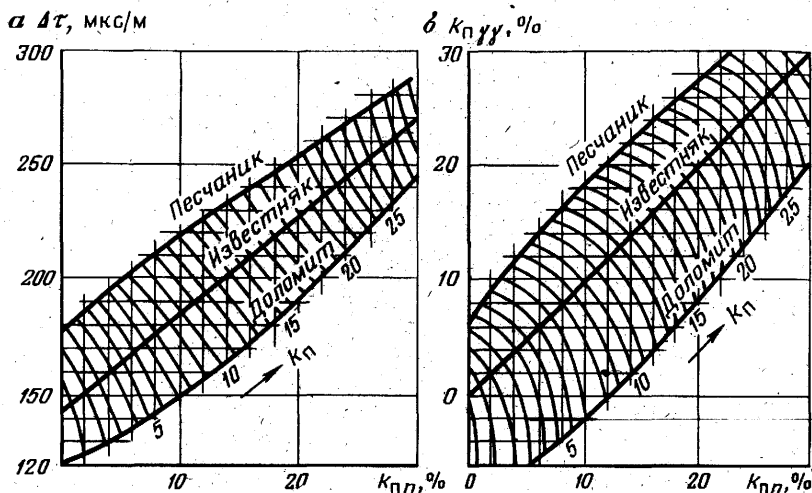


Рис. 3. Определение литологии пластов по сопоставлению:

a — интервального времени ($\Delta\tau$) и коэффициента пористости по нейтронным методам ($k_{пн}$); b — коэффициентов пористости, определенных по гамма-гамма-методу ($k_{пγγ}$) и нейтронному методу ($k_{пн}$)

интервального времени $\Delta\tau_{ск}$ или скорости распространения упругих волн $v_{ск}$, разных для различных типов пород. В разрезе скважины выбирают по данным анализов керна или комплекса геофизических исследований наиболее плотные пласты с практически нулевым значением открытой пористости. Определяют величину $\Delta\tau_{ск}$ или $v_{ск}$ и по ним оценивают литологический тип породы [«Временное...» 1978; Дебранд Р., 1972]:

	$\Delta\tau_{ск}$, мкс/м	$v_{ск}$, м/с
Песчаник плотный, сцементированный	170	5900
Песчаник плотный, плохосцементированный	182	5500
Известняк плотный	155	6400
Доломит	142	7050
Ангидрит	164	6100
Гипс	171	5850
Каменная соль	217—230	4350—4600

Литологический тип разреза может быть определен по величинам плотности пород, полученным по диаграммам гамма-гамма-метода в плотностном варианте. Перспективно для определения вещественного состава пород и их плотности совместное использование двух методов: рассеянного гамма-излучения — плотностного (ГГМ-П) и гамма-гамма-метода по мягкой компоненте (ГГМ-М) [Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С., 1977; Гулин Ю. А., 1975]. Для более точной диагностики литологического и вещественного составов горных пород перспективны радиоактивные методы поэлементного анализа пород и шлама, в том числе методы наведенной активности и спектроскопии радиационного захвата. Этими методами изучаются периоды полураспада радиоактивных изотопов, образующихся при облучении пород нейтронами, и спектры энергии возникающего при этом гамма-излучения [Резванов Р. А., Ларионов В. В., 1976].

Для установления литологии пород широко используется комплексирование результатов различных геофизических методов, содержащих информацию о некоторых физических свойствах пород. Наиболее распространенный вариант — комплексирование результатов интерпретации диаграмм нейтронного метода и гамма-гамма-метода (рис. 3, а); нейтронного и акустического методов (рис. 3, б) [Дебранд Р., 1972].

§ 4. Геолого-математические методы детального расчленения разреза по данным каротажа

При решении задач нефтяной геологии изучаемый разрез чаще всего принято представлять чередованием слоистых геологических тел: пластов, пачек, слоев, каждый из которых условно рассматривается однородным с точки зрения решаемой задачи. Отмеченная слоистость отражается в конфигурации диаграмм большинства методов каротажа (не считая нескольких специальных методов, предназначенных для изучения свойств флюидов в скважине и особенностей конструкции ее крепления). Это является объективной предпосылкой возможности восстановления геометрии разреза по диаграммам каротажа. Однако связь конфигурации кривых со строением исследованного разреза усложнена целым рядом факторов, основные из которых: инерционность и неточность измерительных установок (как при измерении сигнала, так и при определении глубины точки измерения), наличие каверн и глинистой корки в прискважинной зоне, проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, гравитационное разделение флюидов в зоне проникновения, неодинаковый характер насыщения различных частей одного и того же коллектора и, наконец, неоднородность и анизотропия изучаемых пластов, которые «по теории» должны быть однородными и изотропными. В результате конфигурация кривых против того или иного участка разреза значительно отличается от теоретической, на них появляется шум, соизмеримый с полезным сигналом от контактов геологических тел. Указанные обстоятельства объясняют сложность задачи расчленения разреза по данным каротажа и обилие способов ее решения.

Как показывает опыт интерпретации промыслово-геофизических данных, в реальных условиях, как правило, неприменимы в чистом виде классические приемы расчленения геофизических аномалий путем фиксирования границ слоев (пластов) в так называемых характерных точках кривых (экстремумы — на градиентных кривых, ПС, РК и др., уровенные или граничные точки — на кривых сопротивления). Поэтому на первых же порах автоматизации обработки промыслово-геофизических данных такие способы дополнились приемами выбора из всей совокупности характерных точек так называемых существенных, характерных точек, к которым и приурочивались границы слоев [Сохранов Н. Н., 1973; Куликович А. Е., Сохранов Н. Н., Чуринова И. М., 1964 г.].

Из рис. 4 видно, что без выбора существенных, характерных точек в представленном интервале глубин было бы выделено семь слоев по восьми характерным точкам (точки перегиба на симметричной каротажной кривой).

Между тем очевидно, что, например, две верхние характерные точки не связаны с границами слоев.

Критериями отбора существенных, характерных точек могут быть:

$$y_{\max_i} - y_{\min_i} > \alpha, \quad (II.1)$$

$$|z'_{\max_i} - z'_{\min_i}| > \beta, \quad (II.2)$$

$$\frac{y_{\max_i} - y_{\min_i}}{y_{\max_i}} > \gamma, \quad (II.3)$$

где $y_{\min_i}$, $y_{\max_i}$ — соседние экстремальные значения измеряемого параметра; $z'_{\min_i}$, $z'_{\max_i}$ — глубины экстремальных точек (так как в общем случае они содержат погрешность, то в отличие от истинных помечены z'); α , β , γ — некоторые постоянные для данного разреза и решаемой задачи величины, устанавливаемые на основании опыта обработки.

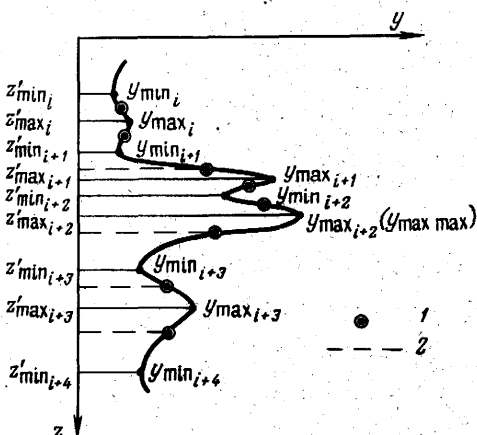


Рис. 4. Схема расчленения симметричной кривой с помощью нахождения существенных, характерных точек:

1 — характерная точка; 2 — найденные границы слоев

Критерии (II.1) и (II.3), как видно из приведенных формул, ограничивают амплитуду аномалий. При использовании таких критериев полагают, что форма кривой незначительно искажена влиянием неблагоприятных факторов измерения и ограниченной мощности слоев. Для обеспечения таких условий проводят предварительную обработку кривых (введением поправок в кривые на условия измерения), а с помощью критерия (II.2) исключают из рассмотрения слои, амплитуда против которых сильно искажена влиянием вмещающих пород. Следовательно, проверяется не какое-либо одно из перечисленных условий, а конъюнкция, составленная из всей цепочки условий. Обязательное

требование к таким критериям — совпадение результатов расчленения при прогонке как сверху вниз, так и в обратном направлении.

После проверки перечисленных выше условий характерные точки между максимумами $y_{\max_{i-1}}$ и $y_{\max_{i+2}}$ (см. рис. 4) будут квалифицированы как существенные, что приведет к нежелательной дробности расчленения этого участка разреза. Исключить это можно с помощью анализа соседних максимумов ($y_{\max_{i+1}}$ и $y_{\max_{i+2}}$), один из которых в данном интервале наибольший (максимум-максимум $y_{\max_{\max}}$). В результате проверки условия

$$\frac{|y_{\max_{i+1}} - y_{\max_{\max}}|}{y_{\max_{\max}}} > \eta \quad (II.4)$$

оба максимума и лежащий между ними минимум рассматриваются принадлежащими к одному слою.

При расчленении разреза по кривым электрокаротажа эффективным способом оценки однородности интервала, полученного объединением несколь-

ких соседних прослоев, выделенных по характерным точкам, является расчет параметра λ_k^2 , характеризующего анизотропию пачки, и сравнение его с критическим значением $\lambda_{кр}^2$.

Величина кажущейся анизотропии рассчитывается по формуле

$$\lambda_k^2 = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \rho_i}{\sum_{i=1}^n h_i} : \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (II.5)$$

где n — число прослоев в пачке, из которых $(n-1)$ прослоев уже к ней присоединено; h_i , ρ_i — мощность и сопротивление i -го прослоя.

Если условие $\lambda_k^2 > \lambda_{кр}^2$ соблюдается, то n -й прослой не присоединяется к пачке, т. е. граница между этим и предыдущим прослоями рассматривается в качестве существенной.

Величину $\lambda_{кр}^2$ устанавливают опытным путем, а также рассчитывают, исходя из требуемой для данной задачи однородности пласта по конечным параметрам (пористость, коэффициент нефтегазонасыщенности и пр.).

Как видно из выражения (II.5), недостаток указанного способа заключается в том, что после накопления в пачке некоторого числа прослоев присоединение последующего (пусть даже сильно контрастного по сопротивлению по отношению к ранее включенным прослоям) не приводит к заметному возрастанию λ_k^2 . Поэтому накопление ограничивают предельным значением мощности пачки.

При сложной конфигурации кривых (иззубренности, флуктуации) исключение несущественных границ может быть достигнуто так называемым методом моделирования границ, при котором априорно постулируется наиболее вероятная форма кривой на границах слоев и на фактической кривой отыскиваются наиболее сходные с ней (или зеркально отображенные) участки.

Способ моделирования границ [Сохранов Н. Н., 1973] предусматривает расчет кривой R_δ , представляющей собой в каждой точке δ функцию взаимной корреляции последовательности значений y_i расчленяемой кривой с последовательностью чисел y_{mi} , являющихся моделью границы пластов:

$$R_\delta = \frac{\sum_{i=\delta-m/2}^{i=\delta+m/2} y_i y_{mi}}{\sqrt{\sum_{i=\delta-m/2}^{i=\delta+m/2} y_i \sum_{i=\delta-m/2}^{i=\delta+m/2} y_{mi}}}, \quad (II.6)$$

где m — длина модели (в точках квантования).

В качестве модели может быть взята, например, следующая ступенчатая функция:

$$y_{mi} = \begin{cases} -1 & \text{при } 1 \leq i \leq m/2 \\ +1 & \text{при } \frac{m}{2} < i \leq m. \end{cases} \quad (II.7)$$

Получаемая при использовании такой модели кривая R_δ имеет следующие важные особенности:

— участкам расчленяемой кривой с резкими подъемами и спадами соответствуют экстремальные значения корреляционной функции, в области экстремумов расчленяемой кривой функции R_δ меняет знак;

— кривая корреляционной функции является более гладкой, чем исходная, причем увеличение длины модели приводит к большему ее сглаживанию.

Хотя влияние шума на кривой R_δ заметно ослаблено, все же могут наблюдаться некоторые экстремумы малой амплитуды, не отражающие, очевидно, наличия существенных границ. Чтобы исключить их из рассмотрения, вводятся пороговые уровни корреляционной функции R_r :

$$R_r = \bar{R}_\delta \pm L\sigma, \quad (11.8)$$

где $\bar{R}_\delta$ — среднее значение R_δ в пределах обрабатываемого участка кривой; σ — дисперсия R_δ ; L — постоянный множитель, который выбирается в зависимости от дифференциации разреза и необходимой степени детальности его расчленения.

Критерием наличия существенной границы является соблюдение условия:

$$\begin{aligned} \min R_\delta &\leq \bar{R}_\delta - L\sigma \text{ — для кровли пласта;} \\ \max R_\delta &\geq \bar{R}_\delta + L\sigma \text{ — для подошвы пласта.} \end{aligned} \quad (11.9)$$

Само же положение границы (ее глубина) определяется непосредственно по исходной кривой в окрестности экстремума R_δ уже описанным выше способом.

Метод моделирования границ может быть использован и для выделения интервалов с плавно меняющимися свойствами, например переходных зон коллекторов в области ВНК по кривой сопротивления. Модель представляет собой прямую, соединяющую максимум $\rho_{\max}$ (подошва полностью нефтенасыщенной области коллектора) с $\rho_{\min}$ (кровля полностью водонасыщенной зоны коллектора).

Описанные выше способы расчленения неуниверсальны в смысле их приложения к любому из видов каротажа и в недостаточной степени учитывают априорные сведения о строении геологического разреза. Более общий и все шире используемый подход заключается в анализе распределения амплитуд расчленяемой кривой и их мощностей в увязке с той или иной принятой моделью разреза. Ш. А. Губерманом, М. И. Овчинниковой (1975 г.) описывается алгоритм расчленения, использующий гипотезу об иерархической структуре геологических тел (мощности слоев, пластов, пачек, толщ резко различаются). Алгоритм в первую очередь отделяет на расчленяемой кривой интервалы с повышенными и пониженными значениями амплитуд. Для этого отыскивается такая уровенная линия, число пересечений которой с исходной кривой было бы минимальным. Далее каждая из полученных областей может быть, в свою очередь, разделена на две по тому же алгоритму. Глубина такого деления в принципе не ограничена. Фактически увеличение детальности теряет смысл, когда амплитуда шума становится соизмеримой с амплитудой основного сигнала. Последним этапом является проведение такой уровенной линии, которая дает максимальное число пересечений с исследуемой кривой. Эта детальность расчленения окажется заведомо излишней. Укрупнение расчленения достигается путем исключения (присоединения к соседним) прослоев, мощностью меньшей заданного критического значения. Работа описанного алгоритма иллюстрируется примером на рис. 5.

Из рис. 5 видно, что число границ на каждом последующем этапе расчленения возрастает (границы третьего этапа разрежены при укрупнении расчленения).

В основу алгоритма расчленения симметричных кривых, реализованного в комплексе программ Ц-2 [В. Н. Боганик, А. З. Горин и др., 1974 г.], положен анализ распределения амплитуд. В результате автоматически устанавливается пороговое значение амплитуды для отделения шума от полезных

сигналов. Детальность расчленения ограничивается соблюдением требования не превышать выбранную для района среднюю мощность пластов.

После расчленения каждой каротажной кривой предстоит решить не менее сложную задачу — окончательное расчленение по комплексу всех обрабатываемых кривых. Предварительная увязка исходных (не трансформированных ступенчато) кривых по глубине облегчает задачу корреляции границ, полученных по различным кривым, но не исключает необходимость проведения такой корреляции. Даже при наличии абсолютно точно совмещенных по глубине кривых (что практически недостижимо, если запись проведена при различных спускоподъемах) будут расхождения в положении границ одного и того же пласта в результате расчленения разных кривых. Детальность расчленения также будет различаться в связи с несовпадением физических основ разных методов каротажа и вертикальных характеристик зондов.

В книге Н. Н. Сохранова (1973 г.) предлагается увязывать пару трансформированных кривых (опорную и увязываемую) путем поиска максимума функции взаимной корреляции. Другой способ заключается в нахождении для каждой из границ опорной кривой идентичной ей границы на увязываемой кривой в заданном интервале поиска. Минимизируется сумма расхождений в глубинах всех пар идентичных границ. В результате обоих способов определяется величина смещения кривых по глубине. Для получения сводного расчленения этого недостаточно, так как не исключается появление ложных пластов за счет локального несовпадения глубин одних и тех же границ на разных кривых. Этого недостатка в значительной степени лишен алгоритм корреляции границ трансформированных кривых, реализованный в комплексе программ Ц-2. Корреляция каждой пары кривых осуществляется при этом по следующему алгоритму. Две границы — на опорной и увязываемой кривых — считаются совпадающими, если соблюдены следующие условия: мощности пластов от предыдущей скоррелированной границы до данной на обеих кривых отличаются не более чем на E (чаще всего $E = 0,85$ м); из двух возможных вариантов это наиболее близкие мощности; разница в значениях глубин этих границ не превышает E_1 (чаще всего $E_1 = 1,05$ м).

Когда две границы признаются скоррелированными, глубина границы увязываемой кривой заменяется на глубину соответствующей границы опорной кривой.

Другая группа способов расчленения разреза по комплексу кривых, не требующая обязательной предварительной трансформации каждой из них, основана на использовании принципов многомерной классификации. Такие алгоритмы наиболее часто используются при литологическом расчленении разрезов скважин главным образом с целью выделения коллекторов. В системе

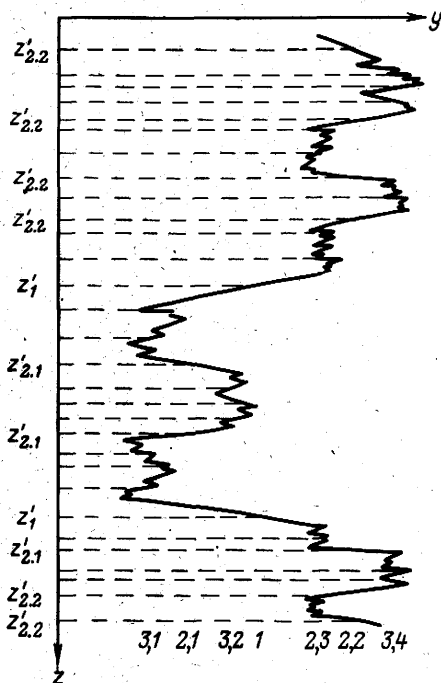


Рис. 5. Пример расчленения кривой увязанными линиями. По горизонтали указаны номера этапов расчленения. Те же номера присвоены соответствующим границам (кроме границ третьего этапа)

«Каротаж» для этой цели используется способ комплексного кода [Сохранов Н. Н., Чуринова И. М., Шкураль Р. М., 1966 г.]. Он кратко заключается в следующем. По значениям всех участвующих в расчленении кривых в каждой точке квантования формируется фактический комплексный код, характеризующий положение точки в многомерном пространстве данных параметров. В результате сравнения фактического комплексного кода с табличными кодами может быть отнесена точка к одной из предусмотренных литологических разностей. Соседние точки, отнесенные к одному и тому же классу пород, объединяются, образуя однородные пласты (слои). В системе ГИК-2М расчленение разреза производится с помощью логических функций, представляющих собой серию конъюнкций, истинность которых проверяется в каждой точке для решения вопроса об отнесении ее к тому или иному классу пород. В последнее время этот способ дополнен алгоритмом расчленения, основанном на байесовской схеме классификации по максимуму апостериорных вероятностей [Зверев Г. Н., Дмитриева Т. А., Труфанова Л. Д., 1976].

До сих пор о расчленении разреза говорилось как о самостоятельной задаче в отрыве от конечной цели интерпретации данных каротажа, которую можно сформулировать как получение в каждой точке скважины вектора свойств породы $x_i(z)$ ($1 \leq i \leq k$) по совокупности косвенных измерений $y_j(z)$ ($1 \leq j \leq n$).

Если бы в каждой конкретной точке z было бы достаточно информации для получения вектора $x_i(z)$, задача расчленения была бы решена попутно при построении непрерывных кривых изменения искомых свойств с глубиной. Переход от каротажных диаграмм к искомому физическим свойствам геологического разреза в виде непрерывных функций глубины представляется как оптимальная фильтрация каротажных кривых. Однако состояние развития теории методов интерпретации и уровень технологической обеспеченности каротажных измерений пока заставляют решать эти задачи отдельно.

§ 5. Составление сводного геолого-геофизического разреза

Для детального изучения месторождения и эффективного использования для этой цели всех геолого-геофизических данных необходимо увязать их в единую систему. Такой увязывающей системой является сводный геолого-геофизический разрез, представляющий собой комплекс наиболее характерных диаграмм геофизических параметров, сопоставленный со стратиграфией и литологией изучаемых отложений в их последовательном залегании.

На сводных геолого-геофизических разрезах отражены помимо обобщенного комплекса геофизических диаграмм краткие сведения о породе и руководящей фауне, диапазоны изменения мощностей стратиграфических объектов, обнаруженные в разрезе продуктивные пласты, горизонты. Эти сводные разрезы в последующем используют для достоверной корреляции разрезов скважин, их стратиграфического расчленения в пределах всего месторождения, региона. Сводные геолого-геофизические разрезы составляют по видимым мощностям. В отличие от них, разрез, составленный по средним истинным мощностям пластов, горизонтов в их нормальном залегании, называется нормальным геолого-геофизическим разрезом. Достоверность геолого-геофизических разрезов определяется полнотой и эффективностью использованного при их составлении комплекса геофизических исследований, достаточным объемом вынесенного из скважин и всесторонне изученного керна.

Сводные геолого-геофизические разрезы строят по всему вскрытому скважинами разрезу в масштабе глубин 1 : 500; детальные — в масштабе глубин 1 : 200 по наиболее перспективной части вскрытых отложений. На разрезах указывают реперные пласты, горизонты, которые в последующем используют для сопоставления разрезов скважин при геологических построениях. Реперы обычно резко отличаются по своим физическим свойствам от вмещающих пород и характеризуются типичными аномалиями на диаграммах геофизических исследований. Обязательное условие репера — принадлежность к определенному стратиграфическому горизонту.

ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 1. Принципы корреляции

Под корреляцией в стратиграфии понимают сопоставление слоев горных пород, отдельных геологических разрезов или их частей с целью установления их одновозрастности. Причем сопоставляемые объекты могут быть территориально близкими или весьма отдаленными. При сопоставлении ведущая роль принадлежит биостратиграфическому методу, который в большинстве случаев позволяет уверенно устанавливать возрастную адекватность крупных подразделений разреза и при большом удалении друг от друга объектов.

Цель сопоставлений разрезов при разведочных работах и разработке месторождений — прослеживание продуктивных горизонтов, пластов или пачек; выяснение их выдержанности по простиранию; условий залегания, а также постоянства свойств слагающих их пород на всем протяжении. Сопоставляемые объекты при этом расположены на относительно небольшом удалении друг от друга — в пределах одного месторождения или смежных разведочных площадей. При данном виде корреляции, обычно называемой детальной, биостратиграфический метод не может играть решающую роль при большом удалении друг от друга сопоставляемых объектов.

Для таких сопоставлений широко используются: вещественный состав пород, их текстурные и структурные особенности, а также их петрофизические характеристики (плотностные, упругие, магнитные, электрические и радиоактивные). Соответственно ведущее значение приобретают геофизические методы исследования, особая ценность которых помимо объективности определения численно выраженных характеристик состоит в возможности изучения пород непосредственно в скважинах (без подъема их на поверхность) и четкой фиксации границ между пластами различных вещественных составов и петрофизических свойств. Это позволяет достаточно точно определить мощность пластов и соответственно детально расчленить разрез.

Основные принципы биостратиграфии — закон последовательности напластования и закон фаунистической и флористической сукцессии, т. е. последовательной смены одних биоценозов другими в процессе отложения осадков.

Стратиграфические единицы выделяются на основе фаунистической и флористической характеристик, а также других особенностей. Каждое стратиграфическое подразделение (единица) отвечает определенному геологическому возрасту. По объему и времени формирования стратиграфических подразделений выделяются различные их ранги. Наиболее значительные из них (общие) имеют планетарное распространение — группа, система, ярус; провинциальные — ярус и зона; региональные — горизонт, слон (им присваивается географическое название) и местная зона.

В соответствии с тем, на чем основывается выделение стратиграфических единиц, существуют три основные их категории; хроностратиграфические, биостратиграфические и литостратиграфические, или литогенетические.

Хроностратиграфические единицы являются такими подразделениями земной коры, которые охватывают все отложения, образовавшиеся в течение определенного промежутка времени (Д. Л. Степанов). Теоретически их границы должны быть одновозрастными (независимо от вещественного состава и других особенностей), но на практике они совпадают с теми или иными границами биостратиграфических или литостратиграфических подразделений.

Литостратиграфические единицы представляют собой комплексы отложений, выделяемые на основе их литологических свойств, и имеют соответственно четко определенный объем. К ним относятся: серия, свита, подсвита, толща, пачка, горизонт и пласт.

Биостратиграфические единицы — это стратиграфические единицы, выделение которых основывается лишь на их палеонтологических характеристиках. Это различного рода зональные подразделения.

Следует сразу подчеркнуть, что литостратиграфические единицы (серии, свиты и т. п.) могут по простиранию изменять геологический возраст (верхней или нижней границы) и это следует учитывать при широких региональных построениях. Однако при работе в пределах отдельного месторождения на малом протяжении, это обстоятельство может не учитываться.

Как указывалось выше, детальная корреляция направлена в первую очередь не на установление синхронности формирования отдельных частей разреза, а на прослеживание по простиранию геологических тел, установление их непрерывности на определенной площади, оконтуривание их распространения. Кроме того, объектами детальной корреляции являются относительно небольшие части разреза, выделение которых на основе палеонтологических методов, являющихся основным средством стратиграфических исследований, становится в большинстве случаев практически невозможным.

§ 2. Особенности пластов, используемые при детальной корреляции разрезов

Прежде чем приступить к детальному расчленению и корреляции разрезов в пределах одного месторождения необходимо выделить реперы, устойчивые по простиранию и отличающиеся от смежных пачек по литологическому составу, а следовательно, и по геофизическим характеристикам пласта.

В Волго-Уральской провинции такими реперами в продуктивных отложениях девона являются известняковые пачки — «средний известняк» и «верхний известняк». Однако подобные реперы, которые по значимости можно именовать реперами первого порядка, встречаются весьма редко.

В терригенных разрезах нефтеносных отложений мы имеем дело в основном с чередованием песчаных и глинистых слоев. Электрокаротаж позволяет уверенно фиксировать это чередование, точно устанавливать мощности отдельных пластов. Однако вследствие выклинивания пластов или постепенного изменения по простиранию их литологических характеристик сопоставляемые разрезы скважин часто характеризуются различным числом песчаных или глинистых пластов в составе интересующей части разреза. При этом, используя лишь каротажные диаграммы, трудно определить соответствие друг другу отдельных пластов. В этих случаях необходима помощь литолога, направленная на выявление реперов второго порядка, которыми могут служить любые более или менее выдержанные по простиранию пласты, наделенные индивидуальными литолого-геофизическими характеристиками. Выделение таких реперов сопряжено со значительными трудностями вследствие малого количества отобранного керна, а также вследствие того, что редко удается найти такую индивидуальную геофизическую характеристику, которая бы позволила перейти затем к сопоставлению по геофизическим данным. Однако, если учесть все трудности, возникающие при разведке и освоении месторождения из-за ошибок в сопоставлении разрезов, станет ясно, что труд, затрачиваемый на поиски реперов второго порядка, вполне оправдан.

Из литологических реперов к идеальным по синхронности относятся обычно широко распространенные по простиранию пепловые горизонты. Вулканогенно-пепловое происхождение пород без их микроскопического изучения установить трудно. Но при этом следует учитывать, что за счет пеплового материала в постседиментационную стадию зачастую образуются глауконит или монтмориллонит. Соответственно глинистым пластам существенно монтмориллонитового состава или глауконитсодержащим необходимо уделять особое внимание при изучении керна. В целом эффективнее поиски тех или иных «реперных» особенностей у существенно глинистых пачек. Это объясняется тем, что глинистые пачки чаще сохраняют устойчивость по простиранию на более или менее значительном расстоянии.

К числу специфических особенностей разрезов, которые можно зафиксировать в результате простого макроскопического описания слагающих их пород, относятся: 1) ритмичность разреза, т. е. закономерное чередование в нем пород с различными литологическими особенностями; 2) характер слоистости,

изменение которого необходимо проанализировать по простиранию; 3) локальные размыты и перерывы в осадкообразовании. Признаками последних являются неровные границы, а также присутствие обломков и галечек залегающих ниже пород в перекрывающих отложениях. Выявление перерывов поможет избежать серьезных ошибок при сопоставлениях.

К числу лабораторных исследований, применяемых для выявления реперов второго порядка, относится изучение структур и минерального состава всех пород разреза.

Для мощного терригенного разреза эффективно детальное изучение минерального состава обломочного материала, слагающего породу, особенно выделенной из него «тяжелой» фракции, в которой концентрируются акцессорные минералы (циркон, турмалин, рутил, ставролит, эпидот, роговые обманки, пироксены, лейкоксен и др.), а также отдельные рудные минералы и окислы железа. При изучении маломощных толщ этот метод редко дает эффект.

Как указывалось выше, глинистые пачки представляют большой интерес для корреляции. Выявлению отличительных особенностей слагающих их пород способствует и детальное изучение вещественного состава. Как правило, он полиминеральный. Но известны случаи и мономинерального состава. Например, породы, слагающие отдельные прослойки в угольных пластах Донбасса [Петровская А. Н., 1949 г.], полностью состоят из крупнокристаллического каолинита и чрезвычайно выдержаны по простиранию.

Идеальными реперами, как уже указывалось, служат и глинистые пласти число пеплового или вулканогенно-осадочного происхождения. Выявление вулканогенного генезиса у глинистых пачек возможно только на основе детальных микроскопических исследований.

Наиболее распространенным минералом глинистых пород, не подвергающихся значительным эпигенетическим изменениям, являются деградированные * гидрослюда. Обычно в подчиненных количествах в них также присутствуют каолинит, хлорит, монтмориллонит и различные смешаннослойные минералы.

В породах, подвергшихся глубоким постседиментационным изменениям, в минеральном составе пород преобладают хлориты или иллиты (гидрослюда). Количественные соотношения между минералами в составе глинистого вещества могут служить основанием для различения глинистых пачек в разрезе и выявления реперов второго порядка. Поскольку точное определение содержания каждого минерала весьма затруднительно, можно ограничиться установлением преобладающего минерала и лишь качественной диагностикой остального комплекса.

Основным методом для решения этих задач может служить рентгенографический, достоверно обнаруживающий весь комплекс глинистых минералов и позволяющий с достаточной уверенностью судить о преобладающем в нем минерале.

К подсобным контролирующим методам относится термография; которая преимущественно на базе кривой потери в массе в ходе нагрева порошка породы позволяет уверенно выделить преобладающий компонент. В качестве возможных методов могут быть использованы также электронная микроскопия и определение обменной емкости. Данные об обменной емкости приобретают особый интерес для оценки возможности разбухания глинистого вещества, слагающего цемент пород, при добыче нефти с применением заводнения.

Как уже указывалось, изучение акцессорных минералов в составе песчано-алевритовых терригенных пород может быть полезным лишь в случае немых толщ значительной мощности для обоснования выделения относительно крупных членов разреза. Однако изучение комплексов акцессорных минералов, выделяемых из алевритовой и мелкопесчаной фракций по плотности посредством жидкости Туле, в целях реконструкции геологической

* Деградированными называются гидрослюда с нарушенной в ходе выветривания, размыта исходных пород, транспортировки материала и его перестройки кристаллической решеткой.

истории региона, зачастую дает эффективные результаты. По ним удастся установить источники сноса терригенного материала в период формирования отложений и соответственно расшифровать условия седиментации, уточнить тектонические соотношения в пределах изучаемого региона. Идентификацию акцессорных минералов в составе тяжелой фракции производят под микроскопом с использованием иммерсионных жидкостей, которые дают возможность определить показатели преломления зерен. Для диагностики их минеральной природы кроме показателей преломления используют и другие оптические свойства, а также габитус, структуру, характер излома и спайности, цвет и блеск, плотность, твердость и магнитные свойства.

Справочный материал для проведения этих определений можно получить из руководств Г. Б. Мильнера (1968 г.), а также В. В. Ляховича [Ляхович В. В., 1979].

При обобщении материала, полученного в результате этих исследований, могут использоваться количественные соотношения минералов, однако приоритет должен быть отдан качественному составу фракций, поскольку сугубо местные условия седиментации могут служить причиной колебаний количественных содержаний.

Всю накапливаемую в ходе изучения разрезов информацию надо наносить на схемы сопоставления и геологические профили, строящиеся вдоль и вкрест простирания структур. По мере накопления данных зачастую возникает необходимость построения дополнительных линий сопоставления, отражающих местные колебания в мощности пластов или их выклинивание.

На первых же рабочих схемах сопоставлений разрезы наносят в их последовательном размещении по избранным направлениям. Скважины обычно не расположены на одной линии и при построениях их проектируют на нее.

Вертикальное размещение на чертеже каждого разреза определяется основным наиболее характерным реперным стратиграфическим уровнем, к которому привязывается каждый данный разрез. Обязательное требование к этому уровню — четкое отражение его на каротажных диаграммах. Далее на основе геофизических данных и данных первичного литологического, а также палеонтологического изучения материала проводятся дополнительные линии, соединяющие аналогичные пласты в последовательно размещенных на схеме разрезах.

Накапливаемый материал детальных исследований зачастую вносит весьма существенные коррективы в предварительные сопоставления.

Особые трудности возникают в тех случаях, когда в разрезах число песчаных пластов основного объекта прослеживания существенно изменяется, а имеющаяся информация не позволяет уверенно решить вопрос о выклинивании или размыве какого-то дробного члена разреза. В этих случаях наиболее эффективен метод построения геолого-статистических разрезов.

§ 3. Особенности корреляции карбонатных продуктивных толщ

При корреляции карбонатных продуктивных толщ, по существу, используются те же принципы и критерии, что и для терригенных толщ. Однако имеется целый ряд особенностей, связанных со спецификой условий осадконакопления и исключительно сильной подверженностью карбонатных пород всевозможным вторичным изменениям таким, как доломитизация, перекристаллизация и др., затушевывающим первичный облик пород.

Основная масса карбонатных продуктивных пород образуется в условиях шельфа и лагун, причем наиболее значительная их часть — биогенным способом. Породы обломочного происхождения развиты довольно ограниченно.

Широкое распространение в карбонатных породах биогенных образований и среди них часто хорошо сохранившихся ископаемых остатков фауны и флоры позволяет нередко в полной мере использовать биостратиграфический метод расчленения и корреляции разрезов. Остатки фауны и флоры указывают на фациальные обстановки, в которых происходило осадконакопле-

ние. Однако в некоторых типах карбонатных отложений, например рифогенных, смена фаций и соответствующих им комплексов фауны бывает столь частой, что их не удается проследить в разрезах скважин и провести уверенную корреляцию этих отложений.

Серьезные трудности при корреляции карбонатных отложений возникают в том случае, если они подверглись воздействию вторичных процессов, особенно таких, как доломитизация, перекристаллизация, сульфатизация и окремнение. В породах, испытавших влияние вторичных процессов, в той или иной мере утрачивается их первоначальный облик. Поэтому основной задачей исследователя, занимающегося корреляцией таких толщ, является восстановление по реликтам текстур и структур первичного облика карбонатных пород.

В основу детальной корреляции карбонатных толщ так же, как и терригенных, положено выделение реперов. Причем если в терригенных толщах карбонатные породы могут служить реперами, то в карбонатных толщах они сами редко используются для этих целей. В карбонатных толщах реперами являются глинистые и сульфатные породы, а также каменная соль.

Расчленение и корреляция карбонатных толщ проводятся с наибольшим успехом там, где удастся выделить циклы осадконакопления. Независимо от природы цикла, т. е. от его трансгрессивной или регрессивной направленности, в карбонатных толщах породы сменяют друг друга в определенной последовательности. Так, в трансгрессивно-регрессивных циклах карбонатных толщ породы в идеальном случае сменяются снизу вверх по разрезу в такой последовательности: глины, глинистые известняки, известняки, седиментационные доломиты, ангидриты, каменная соль.

Соответственно в регрессивно-трансгрессивных циклах перечисленные породы сменяют друг друга в обратной последовательности. Близкая к указанной последовательность пород в разрезе описана нами для карбонатной толщи осинского горизонта, распространенного по всему Иркутскому амфитеатру [Марьенко Ю. И., 1970 г.]. Там, где установленная последовательность пород нарушалась, предполагались перерывы в осадконакоплении, существование которых в дальнейшем, как правило, подтверждалось фактическими данными.

Комплекс пород, составляющих цикл, может быть и более обширным, и более ограниченным, чем в приведенном цикле. Так, в бассейне осадконакопления, находящемся в зоне гумидного климата, фактически не происходит накопления сульфатных и галитовых образований. Поэтому в таких бассейнах отлагаются главным образом карбонатные, глинисто-карбонатные и глинистые осадки. В эвапоритовых бассейнах, т. е. в зонах с аридным климатом, комплекс пород обычно гораздо разнообразнее. Здесь широко развиты породы смешанного состава, такие как доломито-ангидриты, ангидритогалиты и др. [Марьенко Ю. И., 1970 г.].

Для конкретной площади или месторождения необходимо установить наиболее полный разрез и далее коррелировать все разрезы между собой, фиксируя выпадение отдельных их частей. Там, где из разреза выпадают его характерные составляющие, можно предполагать перерывы в осадконакоплении.

В зонах гумидного осадконакопления и карбонатных толщах реперами наиболее часто служат глинистые породы. Среди последних наибольшее значение имеют карбонатные глины, глинистые известняки и доломиты. Характерно, что даже в рифогенных образованиях, слагающих рифы и биогермы, которые, по сложившемуся мнению, имеют массивное строение, при тщательном изучении разреза удается фиксировать прослои глинистых пород. Этим породам всегда находят в возрастном отношении аналоги, например в предрифовых и зарифовых фациях, обычно представленных различными глинами.

Используя цикличность разрезов рифовых, предрифовых и зарифовых фаций, можно с достаточной уверенностью сопоставлять их между собой. Так, пласты, сложенные глинами в зарифовой и предрифовой фациях, будут иметь аналоги в рифовой фации, представленные глинистыми известняками

или глинистыми доломитами. Появление глинистого материала в рифовых породах чаще всего свидетельствует о развитии трансгрессии.

С другой стороны, галитовым образованиям в зарифовой лагунной фации непосредственно в рифе может не найтись аналогов и поэтому в его пределах в условиях локальной регрессии нередки локальные перерывы в осадконакоплении. В случае отсутствия реперов, прослеживаемых в рифе, биогерме и смежных с ними фациях, а также при сложности установления цикличности исследователь с наибольшей уверенностью может полагаться на биостратиграфический метод корреляции.

Достаточно эффективным для расчленения и корреляции рифовых и смежных с ними фаций представляется подход, выработанный Р. Честером [Честер Р., 1968]. Им использованы для этих целей малые элементы, концентрации которых заметно различаются как по разрезу, так и от фации к фации.

В карбонатных толщах, сформировавшихся в зонах аридного осадконакопления, в качестве реперов обычно используются пласты и прослои каменной соли, ангидритов и гипсов.

В тех случаях, когда коррелируются карбонатные породы, залегающие в виде пластов, исследователь, по существу, сталкивается с теми же трудностями, что и при корреляции пластов терригенных пород.

§ 4. Детальная корреляция пласта по разрезам скважин

До начала корреляции все разрезы скважин делят на группы по равным величинам общей мощности изучаемого пласта. Для выявления указанных групп составляют статистический ряд по общим мощностям в виде таблицы, которая содержит графы, характеризующие заданные интервалы (шаги) общей мощности в возрастающем порядке. Практически величина интервала не должна превышать 1—2 м. В каждую графу заносят номера только тех скважин, величины общих мощностей продуктивного пласта которых не выходят за пределы интервала соответствующей графы. Затем начинают корреляцию по скважинам той графы, в которой содержится наибольшее их число, т. е. по самой многочисленной группе.

В этой группе выделяют скважину, характеризующуюся наибольшей расчлененностью разреза. Если таких скважин окажется несколько, то среди них выбирают ту, в которой пронизаемые слои (зональные интервалы) располагаются по разрезу наиболее равномерно. Разрез такой скважины принимается за условный эталон. Все пронизаемые слои в этой скважине индексируются номерами в возрастающем порядке в зависимости от положения опорного репера, по отношению к которому проводится корреляция. Затем разрез этой скважины с уже пронумерованными слоями сопоставляют с разрезами других скважин рассматриваемой группы при соблюдении принципа параллельности напластования отдельных слоев по отношению к реперному горизонту. Сопоставлять их можно непосредственно по каротажным диаграммам, на которых должны быть отмечены все слои; но удобнее — по колонкам разрезов скважин, составленным по данным этих диаграмм.

В процессе такой корреляции могут наблюдаться следующие основные ситуации.

1. Один или несколько слоев (зональных интервалов) разреза изучаемой скважины совпадают гипсометрически с положением каких-либо слоев эталонной скважины. Тогда рассматриваемым слоям присваиваются соответствующие номера слоев эталонной скважины.

2. Какой-либо слой в изучаемой скважине не совпадает ни с одним слоем эталонной скважины. Тогда этому слою дается новый индекс, который отмечается на разрезах как изучаемой, так и эталонной скважины.

3. Один мощный слой в изучаемой скважине соответствует двум или более слоям эталонной скважины. При этом условно считают, что указанный мощный слой состоит из суммы мощностей соответствующих слоев эталонной скважины. Индексируется он в виде написанных в строчку номеров слоев эталонной скважины, соединенных знаком плюс.

4. Два слоя или несколько слоев изучаемой скважины совпадают при сопоставлении с одним слоем эталонной скважины. В этом случае условно считают, что разрез эталонной скважины расчленен недостаточно и поэтому его разделяют на более мелкие слои, соответствующие указанным выше слоям изучаемой скважины. Выделенным слоям присваивают новую нумерацию.

Когда таким образом будут изучены все группы скважин, переходят к сопоставлению разрезов по группам. Для этого разрезы эталонных скважин каждой группы по тому же принципу сопоставляют между собой. В результате получается один осредненный сводный разрез. По нему устанавливают максимально возможное число слоев (зональных интервалов), которое может встретиться в разрезе отложений изучаемого пласта или горизонта. Полученная в результате обобщения индексация слоев распространяется на все разрезы скважин и является единой для всех групп.

Однако в ряде случаев при сопоставлении не получается точного совпадения отдельных слоев как по мощности, так и по гипсометрическому положению относительно реперного горизонта. Такое несовпадение может быть результатом недостаточно удачного выбора шага при характеристике общей мощности, а также погрешностей, допускаемых при сопоставлении отдельных слоев между собой. С подобными неточностями приходится мириться, так как идеальной корреляции осуществить невозможно, и при всех методах допускается определенная схематизация.

Приведенную выше методику детальной корреляции можно рекомендовать на стадии составления технологической схемы разработки, когда на месторождении пробурено еще относительно немного скважин. На стадии же составления проекта разработки, когда уже разбурен основной фонд скважин, детальную корреляцию следует уточнять по данным более полного числа пробуренных скважин и, кроме того, проверять в различных направлениях по геологическим профилям с учетом структурных особенностей изучаемого пласта, горизонта или эксплуатационного объекта. Профилями должны быть охвачены по возможности все разрезы скважин.

Все изложенное выше по детальной корреляции справедливо в основном для месторождений, приуроченных к осадкам, отлагавшимся в прибрежно-морских условиях. Если рассматриваемое месторождение приурочено к руслу палеореки, то для проведения корреляции следует все разрезы скважин разделять на две группы: в одну из них включить все скважины, расположенные в пределах русла, в другую — скважины, пробуренные на площади, которая находится вне русла.

При корреляции за опорный репер необходимо принимать горизонт, залегающий в кровле песчаных отложений. Сам же процесс корреляции, по существу, ничем не отличается от изложенного выше.

В заключение следует отметить, что охарактеризованную методику можно использовать как для детальной корреляции всего разреза продуктивного пласта, так и для каждой крупной пачки, на которые он может быть предварительно разделен. Корреляция пачек будет более точной, если кровли и подошвы этих пачек установлены достаточно обоснованно и хорошо отбиваются по всем разрезам скважин.

§ 5. Геолого-математические методы детальной корреляции

5.1. Общие положения

При любом виде корреляции каждый разрез задается описанием по некоторой совокупности свойств, которые в математическом смысле могут относиться к классам логических (литологические или коллекторские типы пород) или числовых (электрические, плотностные, радиоактивные и др.) функций. Описание в большинстве случаев завершается выделением последовательности простых одномерных тел, т. е. таких, внутри которых по заданной определенной совокупности свойств нельзя провести никаких геологических

резкостных границ. В промысловой практике такими телами являются пронизываемые пропластки, обычно выделяемые по данным промысловой геофизики. Рассмотрим принципы корреляции разрезов, заданных последовательностями простых одномерных тел.

С точки зрения корреляции разрезов простые одномерные тела с определенной долей условности можно разделить на два типа. Первый тип — это тела, обладающие резко отличной от других тел данного разреза характеристикой, не повторяющейся в данном разрезе, но устойчиво повторяющейся от разреза к разрезу. Можно с высокой степенью вероятности утверждать, что стратиграфические объемы таких тел во всех разрезах одинаковы, т. е. точки верхних и нижних границ тел принадлежат соответственно к одним и тем же поверхностям напластования. Такие тела называются маркирующими горизонтами, или реперами; примером может служить репер «верхний известняк» в терригенном девоне юго-востока Татарии. Условие их образования — резкое во времени и устойчивое на достаточно большой площади изменение фациальной обстановки. По-видимому, ставить их в отношении стратиграфической идентичности, т. е. взаимно-однозначного соответствия, позволяют уникальность в разрезе и повторяемость по площади, что, в свою очередь, опирается неявно на аксиому невозможности (маловероятности) уникальных во времени и не взаимосвязанных пространственно и генетически событий.

Второй тип тел не обладает перечисленными свойствами. Он образуется в условиях пространственно-временной неустойчивости фациальной обстановки на фоне ее временной повторяемости (ритмичности). За счет фациальных замещений стратиграфические объемы таких тел от разреза к разрезу могут меняться и точки границ одномерных тел могут принадлежать к разным поверхностям напластования. Одномерные тела второго типа в этом случае нельзя ставить в отношении стратиграфической идентичности. Однако это не означает, что корреляция невозможна вообще; снижается лишь разрешающая способность методов корреляции. Наличие ритмичности, повторяемости условий седиментации во времени — объективная основа для выделения и корреляции составных тел. Под составным телом понимается связанная совокупность простых тел, которую ни по одному из свойств нельзя выделить в целом как простое тело. Ритмическая компонента в строении разрезов позволяет ставить в отношении идентичности подпоследовательности простых одномерных тел. Если для первого типа тел их сходство отчетливо проявляется на уровне самих тел и используется для их идентификации, то для второго типа идентификация может быть выполнена только на уровне подпоследовательностей одномерных тел.

Таким образом, рассмотренные типы тел предопределяют различную детальность разрешения задачи корреляции. Подавляющее большинство тел относится ко второму типу. Исходя из изложенного задачу корреляции можно сформулировать следующим образом. Задача корреляции двух разрезов, представляющих последовательности простых одномерных тел, решает вопрос, являются ли подпоследовательности этих тел разных разрезов частями одного и того же составного трехмерного тела, пересекающего эти разрезы, или они являются частями разных трехмерных тел, одно из которых лежит выше другого.

В результате решения задачи расчленения и корреляции полное множество простых одномерных тел по всем разрезам разбивается на связанные совокупности. Внутри связной совокупности подпоследовательности простых одномерных тел разных разрезов находятся в отношении эквивалентности; простые одномерные тела разных разрезов — в отношении толерантности (сходства, близости), предельным случаем которой является отношение эквивалентности; простые одномерные тела одного разреза — в отношении порядка.

Возможна ситуация, когда корреляции подвергаются непосредственно разрезы, описанные числовой функцией без ее предварительной элементаризации. Это могут быть геофизические, синтетические и вообще любым путем полученные описания, характеризующие разрезы локально или обобщенно. В этом случае разрезы представляются последовательностью равноотстоящих

точек, в которых зафиксировано числовое значение параметра, и производится идентификация точек. В связи с конечной детальностью разрешения задачи из-за наличия элемента неопределенности при корреляции тел второго типа каждой точке одного разреза должна быть сопоставлена не одна, а некоторая подпоследовательность точек другого разреза. Выбор из этой подпоследовательности единственной точки может диктоваться лишь практической необходимостью принять единственный вариант корреляции, но не отрицает возможности иных вариантов корреляции.

Как пообъектная корреляция (корреляция тел), так и непрерывная корреляция (корреляция точек) не являются самоцелью. В большинстве практических задач корреляция служит основой для расчленения геологического пространства на геологические тела и их геометризацию. Поэтому после проведения непрерывной корреляции по несобственным признакам, каковыми являются, допустим, геофизические кривые, и получения системы поверхностей напластования — условных геологических границ неизбежен переход к собственным признакам — резкостным границам геологических тел. Из этого видно, что непрерывная корреляция отличается от пообъектной только характером представления исходных данных и процедурой, но не конечным результатом и не его точностью. Разница, по существу, сводится к хронологии перехода от несобственных признаков к собственным. При пообъектной корреляции переход совершается на ранней стадии, при выделении простых одномерных тел; при непрерывной корреляции — при выделении составных трехмерных тел.

Из сказанного вытекает справедливость сформулированного выше определения задачи корреляции также и для метода непрерывной корреляции.

В некоторых задачах необходимым условием является непрерывная корреляция как результат. Она может быть достигнута и при пообъектной корреляции как метода — в результате принятия линейной модели непрерывной корреляции в пределах скоррелированных тел.

По-видимому, выбор того или иного метода корреляции должен производиться в контексте задачи более высокого уровня исходя из объема и характера входной информации и требований к выходной информации, налагаемых последующей задачей.

В отношении объема исходной информации встречаются следующие ситуации:

- месторождение или несколько месторождений разбурены несколькими скважинами и нужно произвести соответственно внутриплощадную или межплощадную корреляцию;

- та же задача при достаточно большом числе скважин на месторождении.

По-видимому, объем информации является одним из основных факторов, определяющих принципы корреляции. При недостатке фактической информации метод корреляции должен позволять использовать априорную информацию о строении исследуемого объекта. При достаточном объеме фактической информации метод должен обеспечивать апостериорную оценку тех же параметров объекта за счет эффективной совместной интерпретации всего комплекса данных.

Идейная основа задачи корреляции заключается в априорном или апостериорном в зависимости от объема исходной информации учете соотношения пространственной изменчивости фаций и скоростей осадконакопления и интенсивности размывов (перерыв осадконакопления), выражающихся в изменчивости литологии и мощностей. Наличие изменчивости только по одному признаку делает задачу корреляции тривиальной; по-видимому, такая ситуация для достаточно больших участков разреза — скорее исключение, чем правило. Геолог при неформальной корреляции единичных разрезов опирается на некоторое априорное представление о возможных соотношениях между изменчивостью мощностей и литологии и неявно вводит ограничение на допустимое искажение мощностей. Выражается это в том, что он «следует» за литологией, т. е. придает ей стратиграфический смысл, а с другой стороны, делает это лишь частично, до некоторого предела, так как знает о наличии

фациальной компоненты, которой можно объяснить слишком сильные искажения мощностей.

При наличии достаточно большого числа скважин ограничение на допустимое искажение мощностей вырабатывается апостериорно путем совместного анализа всех разрезов и построения мысленной модели объекта, обобщающей основные черты его строения. По-видимому, при формализованных постановках задачи корреляции необходимо учитывать это обстоятельство.

5.2. Корреляция единичных разрезов

Для корреляции единичных разрезов одним из наиболее удачных является метод В. Ф. Гришкевича [Гришкевич В. Ф., 1974]. В качестве исходных данных используется числовое описание разрезов, практически — это оцифрованная нормированная кривая ПС. Метод предполагает сравнение литологии разрезов (опосредованной через ПС) и учет изменчивости мощностей целиком для всей коррелируемой толщи.

По существу, выбранная методика формализует работу геолога, формулируя в явном виде соотношение между изменчивостью литологии и мощности в наблюдаемой изменчивости объекта. На основе принятого числового значения данного соотношения выбирается вариант корреляции, обеспечивающий максимально возможную взаимную упорядоченность изменений литологии разрезов и минимальную изменчивость мощностей.

Процедура корреляции в основных чертах сводится к следующему: За основу берется планшет В. Жековского (1963 г.) — по существу, матрица, показывающая соотношение каждого элементарного интервала первой скважины с интервалами второй. Элементами матрицы являются числовое значение комплексного показателя, отражающего неоднородность между сопоставляемыми интервалами по описываемому разрезу параметру, и расстояние между ними по разрезу. Корреляция двух разрезов сводится к указанию цепочки соседних по сторонам или вершинам элементов, идущих на планшете с левого верхнего угла направо вниз. Переход по сторонам штрафуется априорно заданной величиной, поскольку он приводит к вариации мощностей. Из полного множества цепочек выбирается обладающая минимальной суммой штрафов за вариации мощностей и показателей неоднородности по всем элементам, через которые она проходит. При этом величина штрафа за вариации мощностей задает соотношение между литологическим критерием корреляции (показателем неоднородности) и законом сохранения мощностей. Чем больше эта величина, тем ближе минимальный вариант корреляции к сопоставлению по равным мощностям. Конкретное значение штрафа выбирается из априорных представлений об объекте.

Задача о зоне неопределенности при корреляции выводится из следующих рассуждений. Если вариантов много и они резко отличаются друг от друга, то надежность корреляции мала. Если же вариантов мало и их различие при заданной детальности несущественно, можно говорить об уверенной корреляции. Оценка неоднозначности корреляции осуществляется путем корреляции «сверху вниз» и «снизу вверх» и сравнения их результатов. В результате выделяется класс допустимых в фиксированном смысле вариантов на их полном множестве.

Для трех разрезов принципы сохраняются, только вместо двумерной матрицы (планшет Жековского) используется трехмерная. В итоге получается корреляционная линия в трехмерном пространстве. Для числа разрезов более трех используется метод триангуляции, который заключается в корреляции по треугольникам: один разрез с двумя смежными, ранее скоррелированными. Так, последовательно по тройкам коррелируются все разрезы. Решение, полученное на каждой последующей тройке, наследует с некоторой адаптацией решение, полученное на предыдущей тройке, а вся система наследует, развивает решение, полученное на ядре триангуляции (первой тройке).

Математически задача формулируется как оптимизационная, и оптимальная траектория на планшете Жековского выбирается методом динамического

программирования. Определяются два функционала $M[\bar{z}(t)]$ и $L[\bar{z}(t)]$, характеризующие качество гипотезы в литологическом смысле и меру изменчивости мощностей, и синтезирующий их критерий качества гипотезы в целом:

$$K[\bar{z}(t)] = \tau M[\bar{z}(t)] + (1 - \tau) L[\bar{z}(t)].$$

Здесь $M[\bar{z}(t)]$ получаются интегрированием функции качества $I(t)$ по кривой $\bar{z}(t)$ на участке между точками, отвечающими положению верхней и нижней опорных поверхностей. Функция качества (функция Жековского) для точки z равна:

$$I(z) = \frac{(f_i - f_j)^2}{f_i + f_j},$$

где f_i, f_j — значения нормированного геофизического параметра в i -й и j -й скважинах.

Функционал $L[\bar{z}(t)]$ определяется как длина корреляционной линии. Коэффициент τ задает относительный вес литологического критерия и принципа минимальности искажения мощностей. Изменяя его значения $0 \leq \tau \leq 1$, можно опосредованно влиять на результаты, учитывая интуитивные априорные представления о коррелируемых разрезах.

Таким образом, данная методика автоматизирует процедуру построения множества вариантов корреляции, отличающихся степенью нелинейности модели среды. Выбор единственного варианта остается за геологом, использующим при этом интуитивные представления о механизме формирования геологического объекта.

5.3. Совместная корреляция комплекса разрезов

В методике, изложенной в предыдущем разделе, выбор конкретного варианта корреляции достигается за счет введения достаточно значимых априорных представлений. В ситуации, когда объект разбурен небольшим числом скважин, использование априорных представлений является единственным выходом. Если объект разбурен достаточно большим числом скважин, вывод о нелинейности модели геологической среды должен следовать из самого фактического материала. Применительно к детальной внутриплощадной корреляции такой метод был разработан в 60-х гг., реализован в рамках комплекса «Геопак-1» и широко апробирован на многих месторождениях Западной Сибири и других районов.

Задача детального расчленения и корреляции решается в конечном счете с целью построения модели статического геологического пространства для рациональной разработки нефтяного месторождения. Статическая геологическая модель лежит в основе динамической модели разработки в том смысле, что служит своего рода «ареной», в которой «разыгрываются» динамические процессы, порождаемые различными системами пространственно-временного воздействия на залежь. Очевидно, динамическая модель будет давать наилучшие результаты на основе адекватной статической модели.

Статическая модель имеет два аспекта описания геологического объекта: геометрию (морфологию) проницаемого тела и пространственное изменение физических свойств внутри последнего. Наибольшую трудность представляет морфологический аспект описания, к которому и относится задача детального расчленения и корреляции.

Проницаемое тело реального геологического объекта в общем случае представляет собой трехмерную фигуру со сложной внутренней геометрией (морфологическая сложность). Сложность выражается в том, что число проницаемых пропластков по скважинам меняется вследствие фациального замещения; меняется их мощность; часто пропластки одной скважины нельзя поставить во взаимно-однозначное соответствие с пропластками других скважин; помимо горизонтальной существует вертикальная морфологическая связность

объекта. Для целей разработки реальный трехмерный геологический объект должен быть сведен к некоторому множеству двумерных (т. е. таких, в которых изменением свойств по вертикали можно пренебречь) с такими отношениями и связями между ними, чтобы в последующем моделируемый процесс фильтрации не был существенно искажен.

В связи с этим и возникает задача детального расчленения и корреляции продуктивного горизонта, т. е. разбиения по вертикали сложного проницаемого тела на подобласти (пласты), морфологически (а следовательно, и гидродинамически) связанные по вертикали внутри себя больше, чем между собой. Объективная основа для решения задачи — наличие ритмичной вертикальной морфологической связности геологических объектов, являющейся генетическим следствием ритмичности осадконакопления на достаточно большой площади на фоне возмущающих факторов геологической обстановки. Снятие возмущающего фона и выявление систематической компоненты — ритмичности производится путем синтеза из множества частных разрезов одного обобщенного разреза, получившего название «геолого-статистический разрез» (ГСР).

Основные идеи построения ГСР и решения на его основе задачи детального расчленения и корреляции сводятся к следующему.

На первом этапе выбирается модель напластования в классе линейных моделей. Если имеется только один репер и нет априорной информации о предпочтительности определенной модели, выясняется наиболее вероятная модель напластования. Рассматриваются две модели. Первая достигается прямым «наложением» друг на друга разрезов попарно смежных скважин, совмещенных по реперу; вторая — проектированием разрезов скважин на вертикальный отрезок 0,1 с условием совмещения репера и подошвы (кровли) горизонта по обеим скважинам. Равные палеоглубины в первой модели и равные нормированные палеоглубины во второй принимаются за эквивалентные (принадлежащие к одним поверхностям напластования) в первом приближении точки, функция, заданная в точках, является логической и принимает одно из двух значений: 1 (коллектор) и 0 (неколлектор). В рамках обеих моделей по эквивалентным точкам вычисляется коэффициент взаимосвязи K_b , представляющий собой некоторую функцию (логический аналог коэффициента корреляции), отражающую степень взаимной упорядоченности, «похожести» разрезов. В пределе, если по всем парам эквивалентных точек наблюдается совпадение признаков, то разрезы полностью идентичны, а K_b равен 1. Та из двух моделей, которая максимизирует среднее по всем парам скважин значение K_b , считается наиболее вероятной, так как она наилучшим образом упорядочивает разрезы скважин друг относительно друга.

При наличии двух реперов — в кровле и подошве объекта — сразу принимается вторая модель напластования.

В итоге выбора модели напластования горизонта отыскиваются эквивалентные (синхроничные) в первом приближении точки по всем разрезам.

На втором этапе из всех разрезов синтезируется один обобщенный разрез путем осреднения признака по ранее найденным эквивалентным точкам. В итоге на каждом уровне палеоглубины (нормированной палеоглубины), заданном множеством эквивалентных точек, получаем значение оценки вероятности коллектора. Последовательность этих чисел и есть ГСР. ГСР дает обобщенную картину строения исследуемого объекта по разрезу. Если ГСР имеет ритмичный характер, он расчленяется на ритмы. Разрез каждой скважины сопоставляется с ГСР в рамках выбранной модели напластования. Пропластки относятся к тому или иному ритму или к двум и более ритмам одновременно (слияния) по критериям пространственной близости, в результате чего множество пропластков коллектора по каждой скважине разбивается на подмножества, соответствующие ритмам (пластам). В итоге продуктивный горизонт расчленяется на пласты и устанавливается их взаимно-однозначное соответствие по скважинам, чем достигается второе приближение задачи корреляции — пообъектная корреляция.

В случае необходимости получения непрерывной корреляции выполняется третий этап, заключающийся в выборе модели напластования для каждого

ритма отдельно, но по критерию доли связанной эффективной мощности. Практика показала, что по этому критерию для ритмов, как правило, выбирается вторая модель. В итоге в целом для горизонта получается непрерывная нелинейная модель корреляции. Полученные оценки поверхностей напластования имеют уже не характер плоскостей, параллельных реперу или проходящих на пропорциональных глубинах между двумя реперами, как на первом

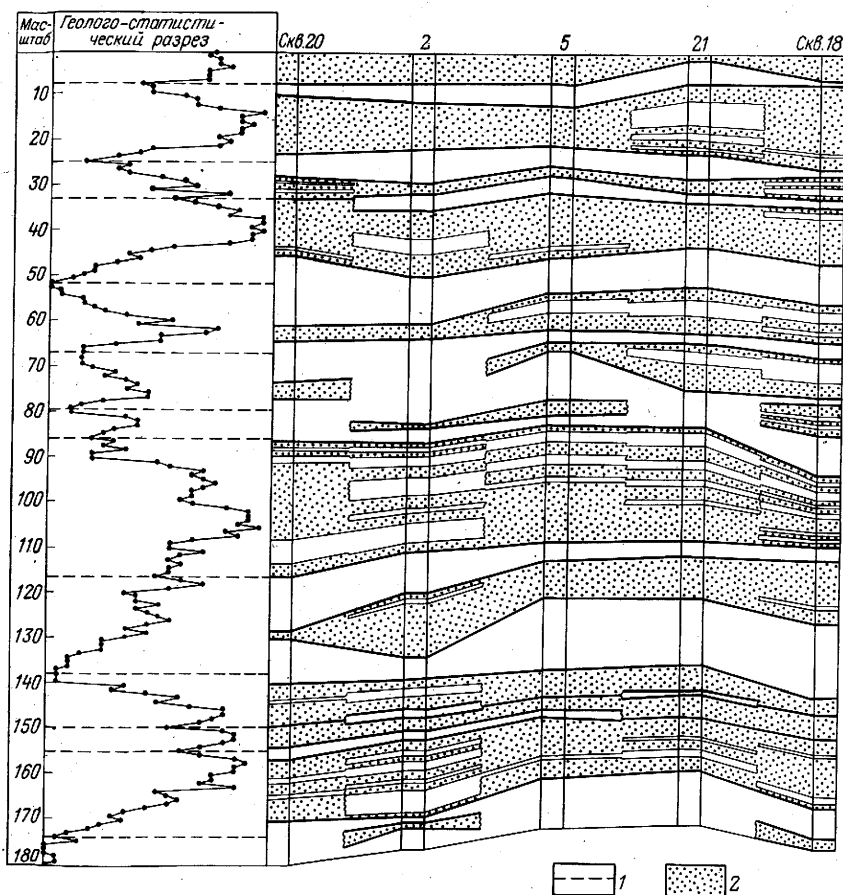


Рис. 6. Общая корреляция:
1 — границы зон; 2 — коллектор

этапе, а сложных поверхностей, в определенной степени «следящих» за литологией разрезов. Степень искажения мощностей, или, другими словами, степень нелинейности корреляции объекта, контролируется апостериорно получаемыми границами ритмов на ГСР.

Решение задачи дает детальную пространственную картину строения объекта: положения пластов и зон их слияния. Хотя пласт и является трехмерным составным телом, при достаточно детальном расчленении плановое соответствие эквивалентных поверхностей по заданному признаку достаточно велико, что позволяет пренебречь вертикальной координатой и заменить

реальный пласт его проекцией на горизонтальную плоскость — литологической или любой другой картой. Если имеются зоны слияния пластов, они отражаются такими же картами. Задача отображения изменения физических свойств по площади пласта принадлежит к другому классу задач и поэтому здесь не обсуждается.

Опробование описанной методики в задачах общей внутриплощадной корреляции показало хорошие результаты. Методика дает результаты, не противоречащие ручным, позволяет выделять разнопорядковые ритмы, соответствующие горизонтам и пластам.

Задача межплощадной корреляции с использованием данной методики разрешима в ситуации, когда несколько соседних месторождений или участ-

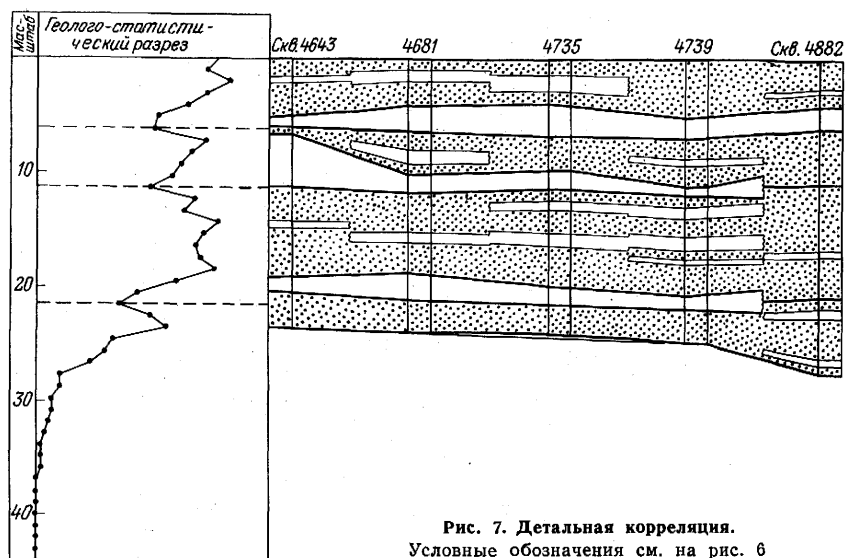


Рис. 7. Детальная корреляция.
Условные обозначения см. на рис. 6

ков большого месторождения разбурены достаточным числом скважин (порядка 10 и более). В отличие от традиционного подхода, когда коррелируются разрезы скважин — стратотипы (принцип от частного к частному), здесь используется принцип от общего к общему:

Поскольку ГСР дает обобщенную картину строения разреза месторождения, естественно ожидать большего сходства и более устойчивой корреляции между ГСР, чем между разрезами конкретных скважин разных месторождений, даже если эти разрезы считаются стратотипами. По существу, под стратотип выбирается наиболее типичный, «средний» разрез скважин, а этим качеством в гораздо большей мере обладает ГСР, так как он синтезируется путем осреднения по всем скважинам. Для этого по каждому месторождению с помощью комплекса «Геопак-1» решается задача внутриплощадной корреляции. Далее с помощью программы «Декор» коррелируются геолого-статистические разрезы месторождений. В итоге ритмы одного месторождения ставятся в соответствие ритмам второго месторождения, а следовательно, сопоставляются и соответствующие последовательности отдельных пропластков. Задача может решаться в подвариантах как общей, так и детальной корреляции. Последний имеет практический смысл только при корреляции участков большого месторождения.

На рис. 6 показан пример решения задачи общей внутриплощадной корреляции по данным 20 скважин Варьеганского месторождения в интервале разреза мощностью около 200 м от кровли горизонта БВ₆ до подошвы гори-

зонта БВ₉. По пяти скважинам с помощью графопостроителя «Бенсон-232» была построена схема корреляции. Было выделено 12 песчаных ритмов, которые, если судить по числу слияний смежных ритмов (во всех 20 скважинах), находятся в отношении иерархической соподчиненности. Семь ритмов n -го порядка с разделяющими их границами зон (минимумами песчанности), расположенными на ГСР на палеоглубинах 27, 57 м и др., обладают нулевым процентом слияния песчаников смежных ритмов. Эти ритмы целесообразно квалифицировать как продуктивные горизонты. Часть из них осложнена ритмами $(n+1)$ -го порядка, их целесообразно считать пластами. Неосложненность некоторых ритмов n -го порядка не обязательно означает их нерасчлененность. При решении задачи детальной корреляции они могут быть расчленены на пласты. Необходимо заметить, что как в общей, так и в детальной корреляции идентифицируются только ритмы, точнее принадлежащие им подпоследовательности пропластков, т. е. при общей корреляции гарантируется эквивалентность только горизонтов и иногда пластов, при детальной — пластов. Внутри ритмов в обоих случаях в связи с конечной точностью решения задачи корреляции вынужденно принимается линейная модель корреляции, дающая лишь вероятное соотношение элементов сопоставляемых разрезов, но не позволяющая судить об их эквивалентности определенно.

Решение задачи детальной корреляции с помощью комплекса «Геопак-1» проводилось по 61 скважине, пробуренной на горизонт АВ₁ Самотлорского месторождения. Горизонт расчленен на четыре ритма (пласта) с числом слияний смежных ритмов сверху вниз 8, 7 и 4 % от общего числа скважин, что свидетельствует об относительно хорошей разобоченности ритмов. На рис. 7 решение проиллюстрировано машинной схемой корреляции по пяти смежным скважинам. В скв. 4882 третий и четвертый сверху пропластки являются слияниями смежных ритмов. Условная граница раздела ритмов для целей дифференцированного по пластам подсчета запасов обозначена сплошной чертой.

Глава IV

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ

§ 1. Лабораторные методы определения физических свойств коллекторов

Лабораторные методы исследования пород-коллекторов основаны на использовании образцов, полученных из керна.

Керны, отобранные в процессе бурения скважины при применении различных колонковых долот или из необсаженной части ствола с помощью боковых грунтоносов, как правило, доставляются на поверхность при постепенном понижении давления и температуры до значений, соответствующих атмосферным условиям. Это обстоятельство следует учитывать при определении ряда параметров, характеризующих физические свойства пород, так как в некоторых случаях искажения при определении параметров за счет различия термодинамических условий на глубине и на поверхности могут быть настолько существенными, что поправки становятся обязательными. В частности, при определении основных параметров, характеризующих коллекторские свойства низкопористых и малопроницаемых пород, залегающих на больших глубинах, поправки на давление и температуру могут составлять десятки процентов. Причем искажения имеют место и в том случае, если керн отбирается в специальную колонковую трубу, которая поднимается на поверхность герметично закрытой, т. е. при сохранении в керне пластового давления.

Однако для многих других показателей, так же характеризующих физические свойства породы-коллектора, резкое изменение термодинамических условий в процессе отбора и подъема керна на поверхность не влияет на значения измеряемых величин.

1.1. Определение параметров, характеризующих пустотность пород-коллекторов

Выделяются три основных типа пустот: трещины, каверны и поры.

Трещины представляют собой пустоты, которые отличаются несоизмеримостью размера по одной оси с размерами по двум другим осям координат. По абсолютным величинам размеры трещин могут изменяться в огромном диапазоне. В частности, известны микротрещины, измеряемые долями миллиметра; макротрещины от 1 мм до 1 см и разломы с раскрытием до 1 м. В лаборатории на образцах породы можно изучать лишь микротрещины.

Каверны и поры — это пустоты, размеры которых по всем трем осям соизмеримы. Обычно их принято разделять по абсолютным размерам. Причем разные авторы предлагают различные критерии выделения каверн. Логично кавернами считать пустоты, в которых проявления капиллярных сил пренебрежимо малы. Капиллярное давление в этих пустотах должно быть меньше давления, обусловленного разностью плотностей несмешивающихся жидкостей примерно в 10 раз. При определении наиболее типичных характеристик нефти и воды в пластовых условиях пустоты размером (средним) более 3 мм следует считать кавернами, меньше 0,1 мм — порами. Пустоты же в интервале размеров 0,1—3 мм в зависимости от свойств пары жидкостей, характеристики смачиваемости и структурных особенностей пустотного пространства могут быть отнесены или к порам, или к кавернам.

Пористостью принято называть относительный объем пустот (пор, каверн, трещин и др.) в породе-коллекторе, выражаемый в долях единицы или процентах. Следовательно, определение пористости в лаборатории сводится к измерению объема образца породы и суммарного объема пустот в этом образце. Для вычисления абсолютной пористости необходимо измерить суммарный объем абсолютно всех пустот в образце, а открытой пористости — только объем сообщающихся между собой пустот.

Для определения пористости, обусловленной наличием только пор межзерновой пористости, необходимы образцы небольших размеров — диаметром 20—30 мм, а в некоторых случаях и меньше.

Общий объем образца правильной формы измеряют по длине сторон (для образца в виде призмы) или по длине и диаметру (для образца цилиндрической формы).

Общий объем образца неправильной формы находят путем взвешивания его в жидкости. Перед взвешиванием образец тщательно насыщают этой же жидкостью или покрывают поверхность изолирующим материалом, например парафином или смолой. Потеря массы в жидкости (по сравнению с массой при взвешивании в воздухе), деленная на плотность жидкости, определяет общий объем образца.

Общий объем образца можно определить, погружая его в ртуть и фиксируя соответствующие уровни ртути в системе без образца и с образцом. Такой способ измерения общего объема образца предусматривается при определении пористости с помощью порозиметра Кобэ или ртутной установки (Николаенко Н. А., 1968 г.), применяемой в ЦНИЛе объединения Укрнефть. Недостаток методики состоит в том, что после измерений в ртутной установке образец приходится выбрасывать.

Суммарный объем всех поровых каналов в случае определения абсолютной пористости может быть измерен только при разрушении образца, а точнее, при растирании его в ступке. Определив методом ликнометра плотность разобщенных порообразующих зерен (взвешиванием пикнометра с зернами породы G_n , а затем с зернами и определенным количеством воды $G_{n.в}$ после тщательного вакуумирования), составивших ранее скелет породы в объеме образца, можно вычислить значение абсолютной пористости:

$$k_{п.а} = \frac{V_{обр} - V_{ск}}{V_{обр}}, \quad (IV.1)$$

где $V_{ск} = G_{п.в}/\rho_{п.в}$.

Для измерения суммарного объема сообщающихся поровых каналов весьма распространен метод взвешивания образца после полного насыщения пор жидкостью, не реагирующей с породообразующими минералами. В качестве насыщающей жидкости наиболее часто применяется очищенный керосин, который имеет отличную проникающую способность и совершенно инертен по отношению к породообразующим минералам. Применяется также и минерализованная вода, например раствор NaCl, с концентрацией соответствующей общей минерализации пластовой воды. При соблюдении всех предосторожностей, в частности при контролировании степени насыщения (эмпирическим подбором времени вакуумирования в зависимости от размера, типа и проницаемости образцов породы, повышением давления в жидкости, которой насыщаются образцы до 5—10 МПа и др.), объемы насыщающих один и тот же образец керосина и раствора NaCl должны быть одинаковы. Выбор рабочей жидкости определяется комплексом последующих измерений на образце. Например, для последующих измерений проницаемости по воде (имитирующей пластовую) или электрических измерений открытую пористость целесообразно определять при насыщении образца минерализованной водой. Суммарный объем сообщающихся пор ($V_{\text{пор}}$) вычисляется по разности массы насыщенного жидкостью образца ($G_{\text{ж}}$) и массы сухого образца ($G_{\text{сух}}$) в воздухе (с учетом плотности жидкости):

$$V_{\text{пор}} = \frac{G_{\text{ж}} - G_{\text{сух}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (\text{IV.2})$$

тогда

$$k_{\text{п.о}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}. \quad (\text{IV.3})$$

Метод насыщения пор жидкостью удобен еще и тем, что в этом случае очень легко измерить объем всего образца, взвешивая насыщенный жидкостью образец в той же самой жидкости.

Более экспрессен газометрический метод измерения суммарного объема сообщающихся пор через объем скелета породообразующих зерен ($V_{\text{ск}}$). В этом случае сухой образец помещают в ампулу ($V_{\text{амп}}$), соединенную через трехходовой кран с калиброванным сосудом ($V_{\text{сос}}$), имеющим дифференциальный манометр для измерения давления в сосуде относительно атмосферного. Измерение сводится к фиксированию некоторого давления в калиброванном сосуде (ниже атмосферного на 0,01—0,02 МПа) при закрытом кране (p_1) и при подключении ампулы (объем которой также известен) с образцом (p_2). Перепады давления не должны быть очень большими, чтобы исключить возможные искажения за счет адсорбции и десорбции газа. В качестве рабочего агента могут применяться воздух, азот или инертный газ, например гелий.

Схема установки приведена на рис. 8. Объем минерального скелета образца вычисляется по формуле

$$V_{\text{ск}} = V_{\text{амп}} - \frac{V_{\text{сос}} (p_2 - p_1)}{p_{\text{ат}} - p_2}, \quad (\text{IV.4})$$

где $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление.

При измерении объема минерального скелета газометрическим методом общий объем образца приходится находить отдельно.

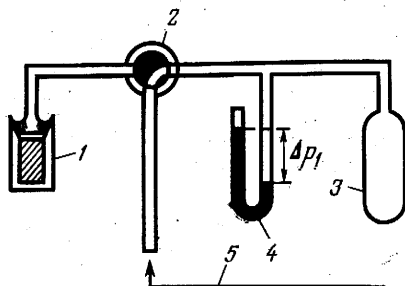


Рис. 8. Схема установки для измерения суммарного объема пор образца газометрическим методом:

1 — ампула с образцом (объем $V_{\text{амп}}$);
2 — трехходовой кран; 3 — калиброванный сосуд (объем $V_{\text{сос}}$); 4 — дифференциальный манометр; 5 — воздушный насос (газовый баллон)

Для получения надежных определений кавернозности необходимо использовать образцы породы достаточно больших размеров, во всяком случае больше общепринятых размеров (порядка 30 мм для образцов цилиндрической формы). Однако при работе с образцами больших размеров сложнее осуществить полное насыщение пустотного пространства жидкостью. В большинстве случаев предпочтительнее пользоваться газометрическим методом измерения пустот.

Каверны бывают сообщающиеся между собой или изолированные. Степень изоляции каверн или степень их сообщаемости зависят от пористости и наличия проводящих каналов в плотных частях породы. Суммарный объем сообщающихся каверн в плотных, практически не проводящих жидкости породах (изолированные каверны не принимают участие в процессах перемещения или вытеснения жидкостей) следует определять методом насыщения с использованием образцов большого размера. Причем при измерении общего объема образца необходимо учитывать каверны, оказавшиеся на поверхности образца.

Определить объем каверн и кавернозность прямым методом для пород, плотная часть которых достаточно пориста и содержит проводящие жидкости микроканалы, не представляется возможным. Поэтому кавернозность для таких пород определяется косвенно по разности суммарного объема пустот, включающих каверны и поры, и объема поровых каналов плотных частей породы. Для этого необходимо найти суммарный объем пустот и пустотность для образца больших размеров в целом, а затем определить среднюю пористость собственно породы.

Есть и другие способы измерения объема образцов кавернозной породы и суммарного объема каверн и пор, а также открытой и абсолютной пористости породы [Мельникова Ю. С., 1971].

Целенаправленные определения трещиноватости пород на образцах могут проводиться различными методами. Например, метод пропитки образцов породы флюоресцирующей жидкостью позволяет фиксировать наличие работающих трещин и их ориентацию. Однако данный метод не позволяет делать количественные оценки суммарного объема и проводимости системы этих трещин.

На возможность количественных оценок объема трещин, а также расчетную оценку проводимости системы по геометрическим характеристикам отдельных трещин претендует разработанный группой исследователей ВНИГРИ метод изучения трещин по шлифам. Очевидно, что шлифы должны быть как можно большего размера и готовиться из целых кернов диаметром 80—100 мм. При достаточно большом числе определений и правильном осреднении данных можно получить приближенное значение суммарного объема системы трещин породы-коллектора в исследуемом интервале.

Приближенность определений суммарного объема трещин по шлифам обусловлена прежде всего возможным несоответствием раскрытия трещин в керне на поверхности, т. е. в условиях полной разгрузки, и в условиях естественного залегания пласта, когда действуют горное и пластовое давления. Кроме того, следует учитывать возможность образования новых трещин в процессе отбора керна, когда на забое имеют место значительные динамические нагрузки. Поэтому значения объемов систем трещин по данным определений параметров трещин в лаборатории необходимо сопоставлять с результатами, полученными при гидродинамических исследованиях пласта, которые обусловлены проявлением действительно работающих трещин и, как правило, учитывают возможные изменения объема трещин в зависимости от соотношения горного и пластового давлений.

1.2. Определение проницаемости пород-коллекторов

Проницаемость породы-коллектора — параметр, выражающий способность породы пропускать через себя жидкости и газы при определенных градиентах давления. Единица измерения проницаемости в Международной си-

стеме единиц (СИ) — м². Ранее у нефтяников была принята единица дарси (Д) · 1 Д ≈ 1,02 · 10⁻¹² м²; 1 мД ≈ 1,02 · 10⁻¹⁵ м².

$$q = \frac{k_{\text{пр}} F \Delta p}{\mu L}. \quad (\text{IV.5})$$

Следовательно, для нахождения проницаемости исходя из закона Дарси необходимо измерить расход (объемную скорость) жидкости или газа, фильтрующихся через образец (q), и перепад давления (Δp). Зная геометрические размеры образца (L и F), а также вязкость газа и жидкости μ , легко вычислить величину $k_{\text{пр}}$.

Принципиально применимы два метода измерений: при установившейся и при неуставившейся фильтрации жидкости или газа.

Величины проницаемости, определенной в лаборатории на образцах породы, могут различаться в зависимости от свойств рабочего агента, т. е. фильтрующегося флюида.

Определение проницаемости при установившейся фильтрации газа

Наиболее точные значения проницаемости получают при фильтрации газа, например азота или воздуха через образец. Это объясняется тем, что азот или составные компоненты воздуха практически не реагируют с породообразующими минералами, а также обеспечивают полное и равномерное насыщение поровых каналов. Толщиной адсорбционного слоя молекул газа можно пренебречь. Следовательно, газ фильтруется через все поровые каналы по всему сечению, что обуславливает получение максимальных значений проницаемости. Причем при измерении проницаемости по газу величину объемной скорости газа в уравнении Дарси следует привести к среднему давлению в образце. В опытах необходимо использовать образцы, высушенные при температуре, не превышающей температуру пласта (не более 85–90 °С), чтобы исключить изменения в строении зерен породообразующих минералов и растрескивание породы. Проницаемость по газу (при полном насыщении фильтрующимся флюидом) принято называть абсолютной.

Абсолютная проницаемость (или проницаемость по газу) вычисляется по уравнению

$$k_{\text{пр}} = \frac{\bar{Q} \mu L}{F \Delta p}, \quad (\text{IV.6})$$

где $\bar{Q}$ — расход газа, приведенный к среднему давлению $\bar{p}$ в образце, т. е. $\frac{p_1 + p_2}{2} = \bar{p}$; Δp — разность давлений на входе (p_1) в образец и выходе (p_2), т. е. $\Delta p = p_1 - p_2$.

Так как расход газа через образец, обычно измеряемый газомерами, газовыми часами и другими замерными устройствами, регистрируется при атмосферном давлении, то уравнение для вычисления значений проницаемости при установившейся фильтрации газа следует переписать в виде

$$k_{\text{пр}} = \frac{2 q \mu_{\text{г}} L p_{\text{ат}}}{F (p_1^2 - p_2^2)}. \quad (\text{IV.7})$$

При определении проницаемости очень важно, чтобы трубки, которыми присоединяется дифференциальный манометр (или отдельно два манометра), отходили непосредственно от входной и выходной торцевых поверхностей образца. Можно трубки на манометры устанавливать произвольно в любой точке по длине образца, определяя соответственно и расстояние между ними

как длину образца. Следует помнить, что установка трубок, соединяющихся с манометрами на некотором расстоянии от торцевой поверхности образца, какого бы диаметра ни были соединительные трубки установки, неизбежно ведет к погрешностям определения проницаемости, как правило, занижая ее. На рис. 9 приведена принципиальная схема установки для определения проницаемости по газу при средних давлениях в образце 0,5—10 МПа. При монтаже образца в установку следует тщательно следить за обеспечением герметизации образца по боковой поверхности. Чаще всего это надежно обеспечивается применением пневматического обжима.

При измерении проницаемости при фильтрации газа можно допускать, чтобы среднее давление в образце было близким к атмосферному или даже ниже его. Однако в этом случае значения проницаемости, вычисленные по уравнению (IV.7), будут завышены из-за проскальзывания газа; причем завышение будет тем больше, чем меньше проницаемость образца. Явление проскальзывания газа выражается в том, что при малых давлениях или разрежении газа длина свободного пробега молекул газа становится равной (или даже большей) среднему размеру поровых каналов. В результате течение газа через поровые каналы образца породы происходит более интенсивно, чем это следовало бы ожидать в соответствии с законами обычной газодинамики.

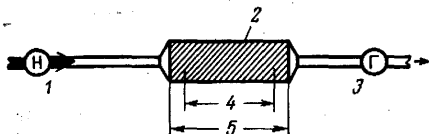


Рис. 9. Принципиальная схема установки образца при определении проницаемости по газу:

1 — газ из воздуходувки или газового баллона (через редуктор); 2 — герметизирующее покрытие образца (оболочка); 3 — газометр; 4 — дифференциальный манометр на участке длиной l ; 5 — дифференциальный манометр, измеряющий перепад давления на всей длине образца

Получение достоверных значений проницаемости при установившейся фильтрации газа при малых давлениях или даже разрежении в образце требует проведения не менее трех измерений при разных давлениях и экстраполяции зависимости $k_{пр} = k(p)$ в область больших давлений. Для этого строят график, на котором по оси ординат наносят значения проницаемости ($k_{пр}$), вычисленные для различных средних давлений в образце, откладываемых по оси абсцисс. На рис. 10 приведен такой график, построенный по данным фильтрации азота при разных давлениях.

Для удобства построения по оси абсцисс откладывают величину, обратную давлению, т. е. $1/p$. При экстраполяции кривой до пересечения с осью координат получается значение проницаемости при бесконечно большом давлении, т. е. абсолютной проницаемости. Клинкаберг, в свое время детально занимавшийся изучением этого явления, составил таблицы и предложил уравнения, позволяющие корректировать значения проницаемости по данным единичного определения при малых величинах среднего давления в образце.

В этом случае проницаемость измеряется с помощью установки, в которой осуществляется переток газа через испытываемый образец породы из одного сосуда в другой или из сосуда в атмосферу. Использование калиброванных сосудов исключает операцию по измерению давления в сосудах (сосуде). Принципиальная схема установки для определения проницаемости при неустановившейся фильтрации газа приведена на рис. 11. Операция по измерению давления в сосуде при фильтрации газа легко автоматизируется, если применить электросекундомер и установить пары контактов в колене дифференциального манометра. Уравнение для определения проницаемости при фиксированном изменении перепада включает только размеры образца и время изменения давления в заданном интервале [Ковалев А. Г., Покровский В. В., 1971]. Например, для случая истечения газа из одного калиброванного сосуда

Определение проницаемости при неустановившейся фильтрации газа

В этом случае проницаемость измеряется с помощью установки, в которой осуществляется переток газа через испытываемый образец породы из одного сосуда в другой или из сосуда в атмосферу. Использование калиброванных сосудов исключает операцию по измерению давления в сосудах (сосуде). Принципиальная схема установки для определения проницаемости при неустановившейся фильтрации газа приведена на рис. 11. Операция по измерению давления в сосуде при фильтрации газа легко автоматизируется, если применить электросекундомер и установить пары контактов в колене дифференциального манометра. Уравнение для определения проницаемости при фиксированном изменении перепада включает только размеры образца и время изменения давления в заданном интервале [Ковалев А. Г., Покровский В. В., 1971]. Например, для случая истечения газа из одного калиброванного сосуда

в другой того же объема расчетное уравнение при заданной величине измеряемого перепада давления имеет вид

$$k_{пр} = \frac{\mu L V \ln \frac{\Delta p_0}{\Delta p_t}}{2 F p t}, \quad (IV.8)$$

в котором переменными будут размеры образца L и F и время t , за которое перепад давления от Δp_0 изменяется до Δp_t .

При реализации метода определения проницаемости при неустановившейся фильтрации возможны и другие варианты схем установок [Гороян В. И., 1970 г.].

Используя установку для определения проницаемости при неустановившейся фильтрации газа, можно делать качественные оценки проницаемости по образцам очень малых размеров, например по кусочкам породы, выноси-

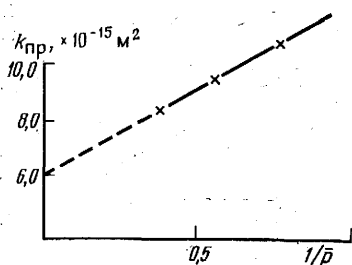


Рис. 10. Зависимость проницаемости образца от среднего давления газа, фильтрующегося через образец

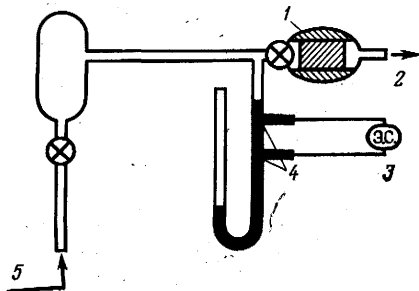


Рис. 11. Принципиальная схема установки для определения проницаемости при неустановившейся фильтрации газа:

1 — кернодержатель; 2 — выход в атмосферу; 3 — электросекундомер; 4 — дифференциальный манометр с контактами; 5 — сжатый воздух из баллона

мым на поверхность в процессе гидropескоструйной перфорации или бурении скважин [Ковалев А. Г., Новокрещенова А. П., 1976 г.]. В этом случае могут использоваться кусочки неправильной формы, длину или диаметр которых практически невозможно определить. Кусочек породы неправильной формы помещается в кернодержатель, регистрируется время истечения газа из калиброванного сосуда при абсолютных давлениях, различающихся на порядок. Затем по графику зависимости поправок от проницаемости $b=f(1/p, k)$ находится примерное значение проницаемости данного образца породы. Этот метод не дает точных значений проницаемости, так как количественные характеристики явления проскальзывания газа, на степени проявления которого основан метод, в очень большой мере зависят от микроструктуры порового пространства.

Определение проницаемости при фильтрации через образец жидкости

Проницаемость по жидкости в лаборатории определяется также на основе уравнения Дарси, по данным измерения в эксперименте расхода жидкости и перепада давления на участке заданной длины. Лабораторная установка должна позволять измерять перепад давления или непосредственно между торцевыми поверхностями образца (входной и выходной), или между двумя точками, расстояние между которыми берется в качестве длины при вычислении значений проницаемости. Принципиальная схема установки

(рис. 12) может быть реализована в двух вариантах: *а* — задается перепад давления на всей длине образца, измеряется скорость фильтрации, т. е. расход жидкости через образец; *б* — задается постоянный расход жидкости и измеряется перепад давления на фиксированной или полной длине образца.

При определении проницаемости по первой схеме замеры снимают после того, как расход жидкости стабилизируется во времени, т. е. фильтрацию можно считать установившейся. При работе по второй схеме момент установившейся фильтрации фиксируется по установлению перепада давления, регистрируемого дифференциальным манометром.

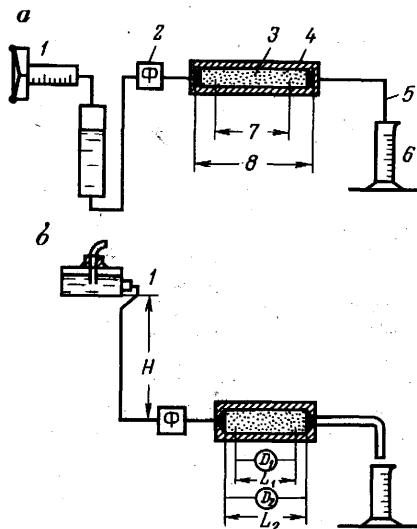


Рис. 12. Принципиальная схема установки для определения проницаемости при фильтрации жидкости:

а — вариант фильтрации с постоянным расходом: 1 — задатчик расхода; 2 — фильтр; 3 — образец; 4 — герметизирующая оболочка; 5 — капилляр для создания противодавления (или регулятор давления «до себя»); 6 — мерный сосуд; 7 и 8 — дифференциальные манометры соответственно на контрольном участке и на всей длине образца.

б — вариант фильтрации с постоянным перепадом: 1 — напорный сосуд с постоянным уровнем

При определении проницаемости по жидкости очень важно выбрать рабочий агент. На практике применяют керосин, пластовую или минерализованную воду, реже дегазированную или модельную нефть. При работе с любой из указанных жидкостей очень важно обеспечить полное насыщение порового пространства образца этой жидкостью (если эта операция не была выполнена раньше, например при определении пористости).

Простое вакуумирование образца и жидкости, приготовленной для его насыщения, не всегда обеспечивает полное, т. е. 100 %-ное насыщение. Для гарантированного насыщения пор образца жидкостью необходимо прокачать через него некоторое количество жидкости (2—3 объема порового пространства) при давлении в образце около 5 МПа. Фильтрацию жидкости в процессе определения проницаемости желательнее (а в случае фильтрации мало-минерализованной воды обязательно) проводить также при давлении в образце не менее 5 МПа. Для этого на выходном конце устанавливается регулятор давления «до себя» или дополнительное сопротивление в виде очень тонкого медного капилляра определенной длины. Установка фильтра перед образцом также крайне желательна, особенно при фильтрации дегазированной или модельной нефти.

При проведении эксперимента по указанным схемам и с соблюдением рекомендуемых предосторожностей течение жидкости довольно быстро становится установившимся. В случае применения дегазированной или модельной нефти установившаяся фильтрация в зависимости от выбранной нефти и методики ее подготовки к эксперименту в некоторых случаях может не достигаться. По мнению некоторых авторов, почти все дегазированные нефти, перенесшие охлаждение ниже 15 °С, фильтруются с непрекращающимся затуханием.

Есть основания считать, что нагрев дегазированной нефти или ее раствора в углеводородных жидкостях до температуры выше пластовой на 20—25 °С с последующим центрифугированием и фильтрацией через фильтр может обеспечить незатухающую фильтрацию. Однако предлагаемый способ подготовки нефти к эксперименту не исключает тщательной проверки ее на способность фильтроваться через пористую среду или данную породу.

Наиболее интересны с точки зрения дальнейшего использования значения проницаемости образцов породы-коллектора при фильтрации пластовой воды или воды, имитирующей пластовую по солевому составу*. В этом случае зерна и частицы породообразующих минералов находятся в равновесном состоянии с водной фазой (исключая обменные реакции, в том числе вызывающие изменение объема поровых каналов). Такое состояние вполне соответствует условиям в пласте, где порода-коллектор в любой части пласта содержит некоторое количество связанной воды (как правило, по солевому составу близкой к пластовой), обеспечивающей равновесную с водой влажность гидрофильных породообразующих минералов. Поэтому значения проницаемости при установившейся фильтрации пластовой воды наиболее объективно характеризуют потенциальную проводимость породы-коллектора. Именно это значение проницаемости следует считать за абсолютную проницаемость пласта по жидкости.

Значения проницаемости, полученные при фильтрации чистых углеводородных жидкостей, в том числе керосина, в большинстве случаев мало отличаются от значений проницаемости при фильтрации газа. Лишь при определении проницаемости образцов, распределение пор которых характеризуется большой долей очень малых по размеру каналов, возможны существенно меньшие значения по сравнению с газопроницаемостью, что следует объяснять влиянием аномальных свойств пристенных слоев жидкости.

Информация о проницаемости при фильтрации дегазированной нефти или модели нефти лишь в определенной степени характеризует поведение системы нефть—порода. Дело в том, что дегазированная или модельная нефть существенно отличаются по свойствам и составу от пластовых, насыщенных газом нефтей. Следовательно, и данные о поведении этой системы в некоторой степени относительны.

Фильтрационные характеристики течения нефти при полном насыщении ею пустотности пространства могут существенно отличаться от таких характеристик при наличии связанной воды. Исключение может составить случай, когда определения проводятся на образцах высокопористых и очень проницаемых пород-коллекторов, содержание связанной воды в которых меньше 10 % (в некоторых случаях 2—3 %).

1.3. Определение фазовых проницаемостей при совместном течении нескольких несмешивающихся жидкостей (и газа)

На определенных участках пласта имеет место совместное течение нефти и вытесняющего агента (воды, газа). На основании промысловых наблюдений и лабораторных экспериментов установлено, что фильтрационные сопротивления при наличии в пористой среде двух фаз резко возрастают. Это означает, что проницаемость для любой фазы при наличии в пористой среде другой, несмешивающейся жидкости (газа), независимо от того подвижна или неподвижна эта жидкость (газ), будет намного меньше, чем при полном насыщении пустотного пространства одной жидкостью. Очевидно, чем больше в пустотном пространстве другой жидкости (газа), тем меньше проницаемость для первой, если вообще фильтрация ее возможна.

В настоящее время наиболее изучен случай совместного течения воды и нефти.

Несмотря на то что концепция фазовых проницаемостей была сформулирована впервые в 1943 г. и после этого многократно подтверждалась экспериментами многих исследователей за рубежом и в Советском Союзе, физическая сторона этого явления остается не совсем ясной. Прежде всего неясен механизм совместного течения несмешивающихся жидкостей. В свое время [Maskat M., Chatenever A., Nacherman N., 1953 г.] была высказана гипотеза, что при совместном течении несмешивающихся жидкостей могут существовать два различных режима фильтрации.

* Вероятно, лучше фильтровать воду, имитирующую по составу связанную, но, к сожалению, о связанной воде надежная информация бывает очень редко.

При одном режиме ряд каналов в пористой среде все время остается занятым жидкостью, предпочтительнее смачивающей породу, а другие каналы заняты жидкостью, не смешивающейся с первой. Разным долям поровых каналов, занятых соответственно первой и второй жидкостями, образующих непрерывную фильтрующуюся фазу, соответствуют различные насыщенности и проницаемость для этих жидкостей.

Второй режим предопределяет совместное течение двух несмешивающихся жидкостей по поровым каналам в виде четок. Очевидно, что в зависимости от того, какова степень дробления жидкостей и будет ли смачивающей дисперсная среда или диспергируемая жидкость, станет разным и фильтрационное сопротивление при одних и тех же насыщенностях.

В зависимости от того, какая из концепций наиболее соответствует действительности, и должен определяться выбор метода измерения фазовых проницаемостей. Так, концепция непрерывного распределения фаз по отдельным каналам и фазовой проницаемости, пропорциональной числу и диаметру этих каналов, делает возможным расчетное определение фазовых проницаемостей по кривым капиллярного давления, точнее, по распределению пор по размерам [Burdine N. T., 1950 г.] или при совместном течении практически любых несмешивающихся жидкостей.

Концепция четочного режима, когда в пористой среде фильтруются перемежающиеся порции несмешивающихся жидкостей, должна предполагать несколько иной характер течения, в частности диспергирование нефти и воды и фильтрацию на некоторых участках в пористой среде смесей или даже эмульсий. Четочный режим с образованием эмульсии при определенных соотношениях фильтрующихся жидкостей должен резко изменить условия течения. В этом случае смесь жидкостей должна иметь аномально высокую вязкость, приводящую к очень высоким сопротивлениям на участках двухфазного течения.

Исходя из предположения, что в пористой среде на фронте вытеснения образуются смеси, которые могут рассматриваться как эмульсии, очень важно учитывать свойства нефти и воды, а точнее их поведение на границе раздела. Прочность эмульсии, продолжительность существования отдельных капель, зависит от прочности межфазных пленок в пластовых условиях, а степень дисперсности — от структурных свойств пористой среды и скорости фильтрации смеси. В этом случае фазовые проницаемости можно оценивать только непосредственно в опытах по совместному течению. Причем при проведении таких опытов в образец должна подаваться тщательно приготовленная смесь двух несмешивающихся фаз, например углеводородной жидкости, обладающей свойствами близкими к свойствам моделируемой нефти, и воды.

Поскольку интенсивность процесса образования эмульсии и ее качество зависят от свойств жидкостей, скорости течения и их взаимодействия с породой, то какое-либо гидродинамическое моделирование этого процесса представляется маловероятным. Так как на процесс образования эмульсии, безусловно, оказывают влияние структура поровых каналов, минеральный состав породы и термодинамические условия пласта, то фазовые проницаемости целесообразно измерять на естественных образцах, в условиях близких к пластовым. Причем могут использоваться два принципиально различных метода: расчет по средним данным в процессе вытеснения или расчет по данным стационарной фильтрации смеси с заданным соотношением воды и нефти.

Очевидно, что значения фазовых проницаемостей, рассчитанные по средним показателям процесса вытеснения, должны быть более близкими к реальным при совместном течении несмешивающихся взаимовытесняющих жидкостей. Однако этот метод требует сложных экспериментов на длинных образцах.

Стационарная фильтрация несмешивающихся жидкостей при различных заданных соотношениях может привести к некоторым погрешностям в результате неидентичности смеси в разных экспериментах. Свойства смеси могут в значительной степени определяться методикой образования ее на входе в образец, при совместном течении через который определяются фазовые проницаемости.

Существует еще один способ измерения фазовых проницаемостей, представляющий собой метод решения обратных задач вытеснения несмешивающихся жидкостей по уравнению Баклея—Леверетта. Метод основан на обработке данных вытеснения несмешивающихся жидкостей при условии ничтожно малого влияния капиллярных сил с целью получения кривых фазовых проницаемостей. Использование этих кривых дает расчетную динамику вытеснения рассматриваемых несмешивающихся жидкостей точно такую же, как и динамика эксперимента, результаты которого использовались для определения фазовых проницаемостей. Одним словом — это нахождение неизвестных коэффициентов в уравнении Баклея—Леверетта по данным эксперимента для определенных пористой среды, свойств жидкостей и капиллярности. Эти методы известны давно [Welge Н., 1952 г., Эфрос Д. А., 1956 г.]. Имеются достаточно простые варианты их применения [Кундин С. А., Куранов И. Ф., 1960 г.], причем все расчеты можно вести на ЭВМ.

В последнее время предложены методы получения кривых фазовых проницаемостей для пластов или горизонтов с достаточно неоднородным строением. Вода, вытесняющая нефть, в таких пластах или горизонтах перемещается языками, по слоям и пропласткам в соответствии с их проницаемостью. Средняя насыщенность в таком объекте определяется наличием, серией полностью или частично промытых пропластков и слоев с начальной нефтенасыщенностью. Причем по мере прогрессирования обводненности объекта, т. е. с изменением средней насыщенности, проницаемости его для воды и для нефти будут изменяться. По кривым фазовых проницаемостей можно рассчитывать динамику процесса вытеснения нефти водой из неоднородного пласта [Курбанов А. К., Атанов Г. А., 1972].

Однако для познания механизма совместного течения вытесняющей воды и вытесняемой нефти, оценки параметров, определяющих этот механизм, и возможности влияния на него с целью обеспечения более полного вытеснения нефти наиболее интересны прямые способы определения фазовых проницаемостей.

Определение фазовых проницаемостей при стационарной фильтрации воды и нефти

Метод стационарной фильтрации предусматривает необходимость подготовки смеси жидкостей перед вводом ее в образец или выравнивание насыщенности жидкостей на начальном участке образца пористой среды. Следовательно, измерения насыщенности и перепада давления этим методом должны производиться на некоторой срединной части образца.

Для определения фазовых проницаемостей необходимы установки, позволяющие длительное время поддерживать постоянные расходы жидкости при заданном соотношении воды и нефти в потоке. Кроме того, эти установки должны создавать и поддерживать в образцах породы необходимые давление и температуру. В них должно быть устройство, позволяющее измерять перепад давления и насыщенность на рабочем участке образца.

Основные узлы такой установки (рис. 13) должны осуществлять фильтрацию одной или одновременно двух жидкостей через песчаник или другую сцементированную пористую среду при давлении до 50 МПа и температуре до 75 °С при измерении перепада давления в пределах 0,01—0,1 МПа на срединной части образца, а также измерении текущей водонасыщенности этого участка независимым методом, например методом электрических сопротивлений. В качестве датчиков постоянного расхода жидкостей рекомендуется использовать спаренные прессы установок УИПК или аналогичные конструкции. Дополнительный пресс должен использоваться как датчик давления обжима.

Для измерения давления в системе обжима и в линиях, подводящих жидкость к образцу, рекомендуется использовать контрольные образцовые манометры типа МО на соответствующие пределы измерений. Перепад давления

в срединной части образца в процессе совместной фильтрации воды и нефти следует регистрировать дифференциальными манометрами компенсационного типа, исключающими отток жидкости из образца в систему манометра.

Для измерения текущих значений водонасыщенности по методу электрических сопротивлений рекомендуются: измерительные электрические схемы, работающие на переменном токе ($50 \div 5000$ Гц); схемы компенсационного типа, в этом случае может быть использован в качестве базисного прибора потенциометр переменного тока типа Р/56/2; измерительные устройства с очень высоким входным сопротивлением порядка $10^8 \div 10^9$ Ом, в этом случае могут быть применены в качестве источников напряжения звуковые генераторы, например ГЗ-33, и в качестве измерительных устройств ламповые милливольтметры типа МВИ. Однако для измерения насыщенности лучше использовать известные регистрирующие схемы, позволяющие не только измерять сопротивления, но и пересчитывать их непосредственно в значения водонасыщенности, а также регистрировать текущие значения на диаграммной бумаге. В качестве такой схемы можно рекомендовать электронное устройство, разработанное ИГиРГИ [Богомолова А. Ф., Белый В. В., Солопкин Е. Ф., 1969 г.].

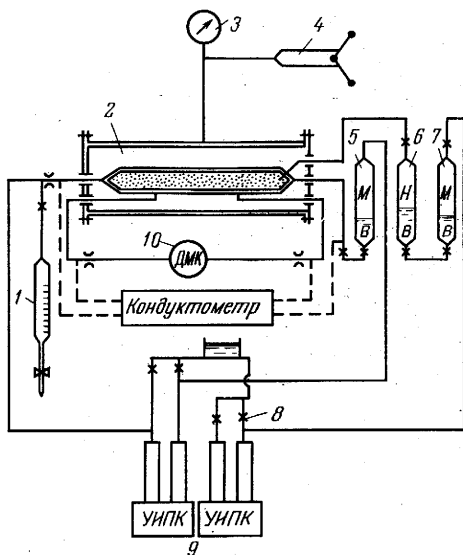


Рис. 13. Принципиальная схема установки для определения фазовых проницаемостей при стационарной фильтрации воды и нефти:

1 — измерительная бюретка; 2 — камера обжима с образцом; 3 — манометр; 4 — ручной пресс; 5, 6 и 7 — контейнеры с пластовой водой, нефтью и маслом; 8 — вентили; 9 — измерительные прессы; 10 — дифференциальный компенсационный манометр

диаметру 30—35 мм, а по длине 50—70 мм. Торцы цилиндрических образцов притираются друг к другу как можно тщательнее, чтобы обеспечить капиллярный контакт между отдельными кусочками породы, что позволяет свести к минимуму проявление концевых эффектов на торцах отдельных образцов. К входной конусной части образца подводятся две трубки, по которым подаются несмешивающиеся жидкости. Причем трубки вводятся в образец таким образом, чтобы их концы находились примерно на осевой линии. При постоянной заданной скорости ввода жидкостей такое расположение концов трубок обеспечивает интенсивное перемешивание жидкостей, разбивку струй во входной конусной части и дальнейшее совместное течение жидкостей по всему сечению образца.

Необходимость подвода трубок для измерения перепада давления к середине образца затрудняет герметизацию образца и его всесторонний обжим при использовании существующих конструкций кернодержателей с резино-

пружины, например ГЗ-33, и в качестве измерительных устройств ламповые милливольтметры типа МВИ. Однако для измерения насыщенности лучше использовать известные регистрирующие схемы, позволяющие не только измерять сопротивления, но и пересчитывать их непосредственно в значения водонасыщенности, а также регистрировать текущие значения на диаграммной бумаге. В качестве такой схемы можно рекомендовать электронное устройство, разработанное ИГиРГИ [Богомолова А. Ф., Белый В. В., Солопкин Е. Ф., 1969 г.].

Существуют и другие методы определения насыщенности, например метод измерения диэлектрической проницаемости, просвечивания различными волнами или γ -лучами и др. К сожалению, эти методы не доведены до строгих методик с рекомендацией серийно выпускаемых приборов.

Образец, на котором измеряется фазовая проницаемость, составляется из ряда небольших цилиндров, выточенных из керна параллельно напластованию и характеризующихся близкими значениями проницаемости.

Обычно размеры небольших цилиндров не превосходят по

выми манжетами. Все эти недостатки устраняются применением покрытия сбраза пластиком, полимеризующимся непосредственно на поверхности образца, например эпоксидной смолой или эпоксидной шпаклевкой.

Образец, покрытый эпоксидной шпаклевкой, помещают в бомбу высокого давления, при этом трубки выводятся через специальные сальники, обеспечивающие кроме гидравлического уплотнения электрическую изоляцию их от корпуса, так как одновременно они служат проводниками, соединяющими электрическую схему с контактами, монтируемыми на образце для измерения электрического сопротивления водонефтенасыщенной пористой среды.

Наиболее правильным при определении фазовых проницаемостей представляется использование глубинных проб нефти и пластовой воды, переведенных в специальные контейнеры, которые включаются в гидравлическую схему установки. Однако в целом ряде случаев получение глубинных проб нефти затруднительно, тогда можно брать рекомбинированные пробы нефти (т. е. дегазированные нефти, насыщенные смесью газов при пластовом давлении). Иногда можно использовать модели нефти, т. е. растворы дегазированных нефтей в керосине, бензине и других растворителях. Подготовка таких моделей связана с преодолением ряда трудностей. Известно, что далеко не все дегазированные нефти фильтруются стабильно через пористую среду даже при пластовой температуре. По-видимому, в результате выделения газа и снижения температуры, причем иногда очень резкого (до минусовой во время транспортировки или хранения), часть компонентов нефти переходит в твердую фазу разной степени дисперсности. Повышение температуры до пластовой и повышение давления в дегазированной нефти, даже содержащей некоторое количество растворителя, не вызывает полного перехода в растворенное состояние выпавших в осадок компонентов. Испытание таких нефтей в опытах по фильтрации приводит к тому, что твердая фаза накапливается в пористой среде и, постепенно закупоривая поровые каналы, снижает проницаемость, иногда до полного прекращения фильтрации, особенно при сравнительно небольших градиентах давления. Поэтому в тех случаях, когда в опытах предполагается использовать дегазированные нефти в смеси с растворителями, первые предельно следует очистить от твердой фазы.

Первоначально образец насыщается водой, по солевому составу соответствующей пластовой воде, затем вода вытесняется маслом, т. е. следует фаза создания остаточной воды. После создания остаточной воды масло заменяется моделью нефти (или пластовой нефтью).

При определении фазовых проницаемостей соотношение жидкостей в фильтрационном потоке должно изменяться от чистой нефти до чистой воды таким образом, чтобы суммарная объемная скорость оставалась постоянной. Это условие, по-видимому, соответствует реальным условиям пласта.

Суммарная объемная скорость подбирается таким образом, чтобы значения перепада давления при самых неблагоприятных условиях фильтрации (смесь примерно 50 % нефти и 50 % воды) были равны или близки полной шкале используемого дифференциального манометра. Однако при этом линейная скорость течения жидкости через образец должна оставаться в разумных пределах (0,2—2 м/сут).

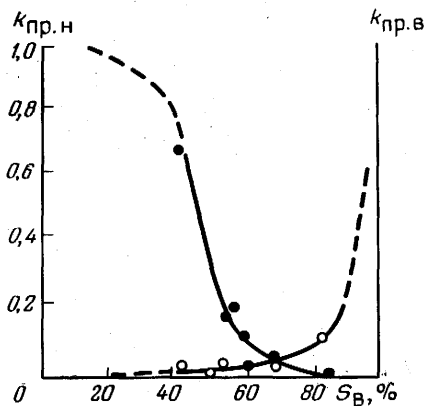


Рис. 14. Кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные при стационарной фильтрации нефти и воды при пластовых условиях (образец песчанника, проницаемость около $1 \cdot 10^{-12}$ м²)

Сам опыт заключается в последовательном измерении текущего перепада давления (Δp_i) и электрического сопротивления на рабочем участке образца при стационарной фильтрации жидкостей, т. е. смеси с заданным соотношением воды и нефти.

Поскольку при проведении опыта объемные скорости нефти (q_n) и воды (q_v) известны (они задаются при постоянном $Q = (q_n + q_v)$), то

$$k_{пр.н} = \frac{q_n \mu_n l}{\Delta p_i F}; \quad (IV.9)$$

$$k_{пр.в} = \frac{q_v \mu_v l}{\Delta p_i F}, \quad (IV.10)$$

где $k_{пр.н}$ и $k_{пр.в}$ — фазовые проницаемости для нефти и воды; μ_n и μ_v — вязкости нефти и воды; l — длина рабочего участка; F — площадь поперечного сечения образца.

На рис. 14 приводятся типичные кривые фазовых проницаемостей, полученные при стационарной фильтрации воды и нефти.

Определение фазовых проницаемостей по данным вытеснения (нестационарной фильтрации воды и нефти)

При проведении лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой (в том числе и при пластовых условиях), которые ставятся с целью оценки вытесняющей способности воды и определения остаточной нефтенасыщенности при полном обводнении пласта, как правило, имеется подготовительная стадия, в которой вода из образца вытесняется нефтью. Причем вода, как смачивающая фаза, вытесняется после прорыва вытесняющей нефти очень медленно. Для снижения водонасыщенности до остаточной, соответствующей связанной в условиях пласта, процесс вытеснения следует проводить при довольно высоких перепадах давления.

Очевидно, что проницаемость для нефти в процессе постепенного вытеснения воды является фазовой проницаемостью.

При проведении второй части эксперимента (точнее, основной), когда нефть вытесняется водой, также можно фиксировать увеличение проницаемости образца для воды при все более полном вытеснении нефти.

В результате по данным вытеснения воды нефтью и нефти водой в одном и том же образце при точном измерении средней насыщенности образца (по балансу, с учетом количества вытесненной и нагнетаемой жидкостей) можно определить фазовые проницаемости практически во всем диапазоне изменения водонасыщенности. Причем за абсолютную проницаемость в этом случае следует брать проницаемость по воде при 100 %-ном насыщении (в начале эксперимента).

В основе метода лежит единственное допущение: процессы совместного течения воды и нефти примерно одинаковы при вытеснении как нефти водой, так и воды нефтью.

Изменение насыщенности при вытеснении происходит (как показали специальные проверки) примерно одинаково по всей длине образца.

Фазовые проницаемости рассчитывают только для тех областей насыщенностей, когда на выходе из образца получают обе фазы одновременно, т. е.

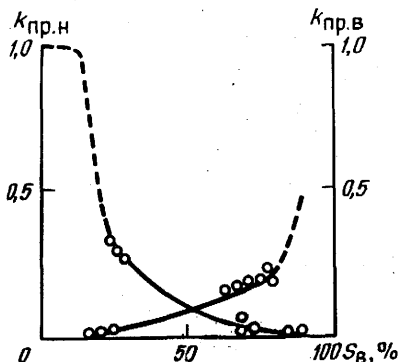


Рис. 15. Кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные по данным вытеснения воды нефтью и нефти водой

после прорыва. Поскольку после прорыва градиент давления принимается по всей длине образца постоянным $\Delta p/\Delta l = \text{const}$, фазовые проницаемости входят по известным формулам

$$k_{\text{пр-н}} = \frac{q_{\text{н}} \mu_{\text{н}} l}{\Delta p F};$$

$$k_{\text{пр-в}} = \frac{q_{\text{в}} \mu_{\text{в}} l}{\Delta p F}.$$

Следует иметь в виду, что расходы воды и нефти ($q_{\text{в}}$ и $q_{\text{н}}$) должны быть измерены за достаточно короткий промежуток времени, в течение которого текущая насыщенность образца изменяется не более чем на 2—5 %. При этом можно считать, что мгновенные расходы равны

$$q_{\text{н}} = \frac{\Delta V_{\text{н}}}{\Delta t}; \quad q_{\text{в}} = \frac{f \Delta V_{\text{в}}}{\Delta t}.$$

На рис. 15 в качестве иллюстрации приведены кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные по данным вытеснения воды нефтью и нефти водой.

1.4. Определение коэффициента вытеснения нефти водой

Коэффициент вытеснения является показателем полноты извлечения жидких или газообразных углеводородов из продуктивного пласта за счет действия естественной энергии или за счет нагнетания вытесняющего агента. Коэффициент вытеснения выражается отношением количества вытесненной нефти (газа) к количеству нефти (газа), первоначально содержащейся в фиксированном объеме пласта (породы).

Условия, когда эффективное вытеснение углеводородов из пласта происходит за счет естественной энергии, как правило, соответствуют разработке газовых залежей. Довольно полное вытеснение нефти из пласта, эксплуатируемого при использовании естественной энергии, достигается при гравитационном режиме в крутопадающих пластах. Коэффициент вытеснения в этих случаях может достигать порядка 90 %. Вероятно, это максимальные значения коэффициента вытеснения, возможные при извлечении нефти.

При вытеснении нефти газом как при эксплуатации месторождения на режиме истощения, т. е. при выделении из нефти растворенного в ней газа, так и при газонапорном режиме, когда нефть вытесняется нагнетаемым в пласт газом, коэффициенты вытеснения не бывают больше 35—40 %.

Разработка нефтяных месторождений в настоящее время ведется при обязательном поддержании пластового давления за счет закачки воды или газа. Причем в СССР применяются главным образом методы заводнения. Значения коэффициента вытеснения при заводнении изменяются в очень широких пределах, достигая при благоприятных условиях 80 % и более.

Очевидно, что более точные величины коэффициентов вытеснения и охвата, главным образом определяющих полноту извлечения нефти из недр, можно получить по данным анализа геолого-промысловых материалов по обводненному в процессе разработки пластам или по данным анализа керн, отобранного с соответствующими предосторожностями из обводненных пластов.

Однако значения коэффициента вытеснения для случая разработки методом заводнения желательно знать еще задолго до начала разработки месторождения, т. е. на стадии ее проектирования или даже на стадии подсчета запасов.

В настоящее время коэффициент вытеснения нефти водой определяется по различным методикам, отличающимся некоторыми особенностями аппаратуры или требованиями к применяемым жидкостям.

Наиболее полно удовлетворяющей требованиям учета специфики пластовых условий и объективности получаемых результатов является методика, сущность которой заключается в определении полноты извлечения нефти из образца нефтесодержащей породы за счет фильтрации через него воды, причем в условиях вытеснения, максимально приближающихся к пластовым, пу-

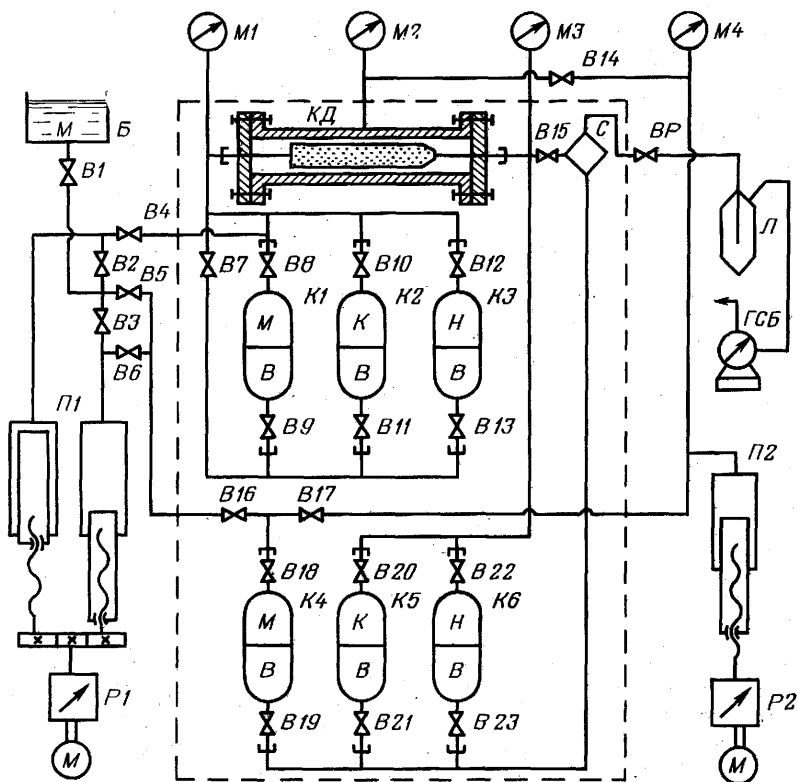


Рис. 16. Принципиальная схема соединения узлов установки для определения коэффициента вытеснения нефти водой при использовании контейнера жидкостного, специального или бюретки высокого давления:

КД — кернодержатель; K1—K6 — контейнеры жидкостные; M1—M4 — манометры образцовые; B1—B23 — вентили игольчатые; ВР — вентиль регулируемый; С — контейнер жидкостный, специальный (или бюретка высокого давления); Л — мерная бюретка-сепаратор; ГСБ — газовый счетчик барабанный; П1 — пресс с регулируемым редуктором и реверсивным электродвигателем; П2 — пресс с реверсивным электродвигателем; Б — масляный бачок; Р1 и Р2 — редукторы; М — масло; К — керосин; Н — нефть; В — вода

тем применения пластовых или модельных жидкостей при обязательном соблюдении пластовых температуры и давления. Скорость вытеснения должна соответствовать промысловым ее значениям.

Предусмотренная для реализации этой методики схема установки (рис. 16) может быть подготовлена в типовой лаборатории физики пласта, с использованием обычно применяемых или достаточно известных узлов и агрегатов.

Коэффициент вытеснения определяется на составных образцах общей длиной не менее 300 мм. Причем отдельные цилиндрики должны быть не ме-

нее 25 мм и отличаться по проницаемости не более чем на 50 % от среднего значения.

Насыщение составного образца водой, моделирующей остаточную водонасыщенность, допускается любым способом. Затем осуществляется донасыщение чистой углеводородной жидкостью с последующей заменой ее газированной или модельной нефтью при давлении и температуре пласта. По окончании подготовительных операций рекомендуется провести выдержку системы в течение 16—24 ч при температуре и давлении испытания.

Собственно эксперимент по вытеснению нефти из составного образца проводят путем нагнетания воды, предназначенной для закачки в нефтяной пласт на месторождении, с постоянной заданной скоростью, что обеспечивается работой пресса высокого давления, например, в установке УИПК. Вытесняемая нефть собирается в бюретку высокого давления, где визуально фиксируется количество вытесненной нефти или в специальный жидкостный контейнер, где определяется количество нефти после испытания, или в мерную бюретку-сепаратор, при установке на выходном патрубке образца регулятора давления типа «до себя».

Объемная скорость в процессе вытеснения должна соответствовать предполагаемым скоростям фильтрации воды при данной системе разработки изучаемого объекта, но во всяком случае в пересчете на линейную скорость не должна превышать 2 м/сут.

Для образцов трещиновато-порово-кавернозных пород линейную скорость вытеснения необходимо поддерживать:

а) при проницаемости пористой части породы менее $1 \cdot 10^{-16}$ м² (0,1 мД) и нефтенасыщенности ее менее 20 % (трещиновато-кавернозные породы) — в пределах 1,0—5,0 м/сут;

б) при проницаемости пористой части породы более $1 \cdot 10^{-16}$ м² (0,1 мД) и нефтенасыщенности более 20 % (трещиновато-порово-кавернозные или трещиновато-пористые породы) для обеспечения капиллярной пропитки — в пределах 0,1—1,0 м/сут.

Фильтрацию вытесняющей воды при выбранной первоначальной скорости следует проводить непрерывно до практически полного обводнения выходящей струи, после чего объемную скорость следует увеличить в 2 раза. При увеличенной скорости необходимо прокачать количество воды, равное двум объемам пустот.

Если в эксперименте для сбора вытесняемой нефти используется специальный жидкостный контейнер, то при первой выбранной скорости вытесняющую воду прокачивают в количестве 3—10 объемов пустот и еще при повышенной (в 2 раза) скорости — дополнительно в количестве двух объемов пустот.

Объем нефти замеряется непосредственно по бюретке высокого давления или подсчитывается по формуле

$$V_n = bV_d, \quad (IV.11)$$

где V_n — объем вытесненной из образца нефти, приведенный к условиям испытания; V_d — объем дегазированной нефти в мерной бюретке-сепараторе; b — коэффициент изменения объема нефти.

Коэффициент вытеснения по данным эксперимента подсчитывается по формуле

$$\beta = V_n / V_{n.нач.} \quad (IV.12)$$

где $V_{n.нач.}$ — объем нефти, первоначально содержащейся в образце, приведенный к условиям испытания, определяемый по разности объема пустот (пор) и объема связанной (остаточной) воды.

В некоторых случаях, например, когда в экспериментах применяются составные образцы, герметизируемые общей пластиковой оболочкой (покрытием), создание начальной водонасыщенности, которая бы соответствовала содержанию связанной воды в породе с теми же коллекторскими свойствами (проницаемость, пористость) при пластовых условиях, оказывается затруднительным. Дело в том, что метод вытеснения воды углеводородной жидкостью,

как правило (если не применять чрезмерно высоких перепадов давления), дает завышенные значения начальной водонасыщенности. Другие методы (центрифуга, полупроницаемая мембрана) создания связанной воды для работы с составными покрытыми оболочкой образцами непригодны. Метод сушки продувкой воздухом может привести к нежелательным эффектам из-за отложения солей.

Однако практика проведения экспериментов показывает, что незначительное завышение начальной водонасыщенности практически не сказывается на величине остаточной нефтенасыщенности, фиксируемой при полном прекращении вытеснения нефти фильтрующейся через образец водой. Таким образом,

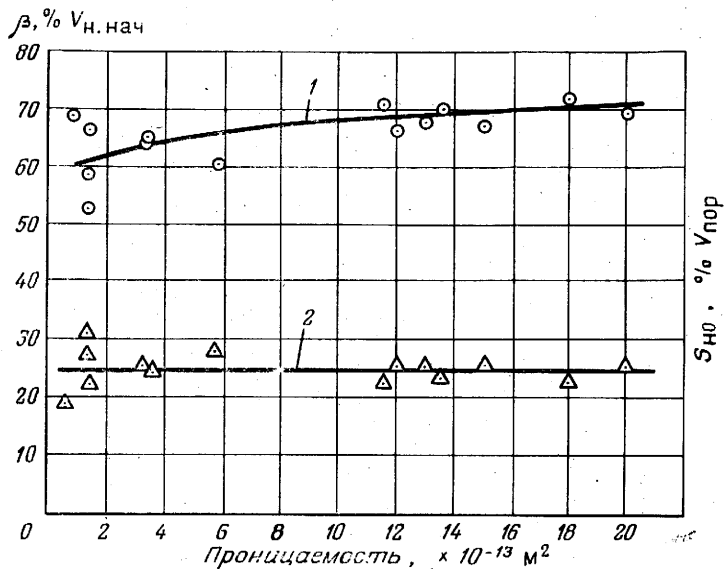


Рис. 17. Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой (1) и остаточной нефтенасыщенности (2) от проницаемости для продуктивных отложений месторождения Узень

можно принять, что остаточная нефтенасыщенность при проведении экспериментов по методике является неснижаемой нефтенасыщенностью, соответствующей бесконечной промывке нефтенасыщенной пористой среды водой. Тогда для правильного определения коэффициента вытеснения необходимо пользоваться значением остаточной нефтенасыщенности ($S_{но}$) из эксперимента и величиной начального нефтесодержания ($1 - S_{во}$) по статистической зависимости содержания связанной воды ($S_{во}$) от пористости (m) или проницаемости ($k_{пр}$). Формула для определения коэффициента вытеснения в этом случае будет иметь вид

$$\beta = \frac{1 - S_{во} - S_{но}}{1 - S_{во}}. \quad (IV.13)$$

Интересно отметить, что в большинстве случаев значения остаточной нефтенасыщенности по данным лабораторных определений коэффициента вытеснения нефти водой для отдельных горизонтов, а иногда и для всех продуктивных пластов месторождений изменяются очень незначительно. Причем это оказывается справедливым во всем диапазоне изменения проницаемости (или пористости) пород. С другой стороны, для отдельных пластов, горизон-

тов, а иногда и для всех продуктивных пластов месторождения существуют исключительно тесные корреляционные связи начальной водонасыщенности (содержания связанной воды) с пористостью (или проницаемостью). Конечно, эти корреляционные связи не распространяются на переходные зоны, в которых начальная водонасыщенность определяется не только коллекторскими свойствами породы, но и высотой рассматриваемой зоны над поверхностью полностью насыщенной водой породы, т. е. величиной капиллярного давления.

Эти две, четко прослеживаемые тенденции обуславливают появление зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости, причем с обязательным уменьшением коэффициента вытеснения при уменьшении проницаемости.

Коэффициент вытеснения будет близким нулю или составлять единицы процентов объема пор (даже при бесконечной промывке) при увеличении содержания связанной воды до значения, равного $1 - S_{по}$. Для многих пород это соответствует содержанию связанной воды порядка 70 %.

Для иллюстрации на рис. 17 приведены значения коэффициента вытеснения нефти водой и величины остаточной нефтенасыщенности (в % от объема пор), полученные в экспериментах, проведенных при пластовых условиях на образцах из продуктивных отложений месторождения Узень.

§ 2. Промыслово-геофизические методы определения физических свойств коллекторов

2.1. Выделение коллекторов

Задача выделения коллекторов по геофизическим данным [Дахнов В. Н., 1972, 1975; Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., 1978 и др.] не может быть решена однозначно без учета: 1) литологического характера разреза; 2) структуры пустотного пространства, определяющей тип коллектора или тип пористости; 3) условий вскрытия разреза скважиной; 4) полноты комплекса геофизических исследований, проводимых в скважине.

По литологическому признаку коллекторы делятся на терригенные и карбонатные; по типу макроструктуры — на однородные и неоднородные (макро- и микрослоистые); по типу структуры пустотного пространства (типу пористости) — на межзерновые (гранулярные), трещинные, кавернозные и смешанного типа.

Значительное влияние на коллекторские свойства пород, ухудшая их, оказывает глинистость ($k_{гд}$), свойственная коллекторам всех типов.

Терригенные коллекторы

Терригенные коллекторы характеризуются межзерновой пористостью, широким диапазоном изменения глинистости, кварцевым ($k_n \approx 15 \div 25$ %; $k_{гд} \approx 0 - 25$ %) и полимиктовым ($k_n \approx 15 \div 30$ %; $k_{гд} \approx 10 \div 35$ %) составами. Коллекторы полимиктового состава обычно приурочены к более молодым отложениям и нередко характеризуются тонкослоистой структурой; в этом случае величина глинистости может превышать указанные пределы.

Коллекторы в терригенном разрезе могут быть выделены по различным группам признаков.

1. Характерные показания на диаграммах стандартного комплекса геофизических методов (см. рис. 2).

1. Глинистая корка на кавернограмме при бурении скважины на глинистом растворе. Сужение скважины — результат проникновения в пласт фильтра бурового раствора и оседания глинистых частиц раствора на стенке скважины. Глинистая корка может отсутствовать против коллектора при бурении скважины на технической воде. Фиктивная глинистая корка наблюдается в призабойной части скважины из-за осаждения частиц шлама; по всему столбу скважины в случае неудовлетворительных параметров раствора и плохой подготовки скважины к исследованиям; при наличии в отложениях

отдельных тонких прослоев коллекторов, создающих «размывание» корки по значительной части разреза.

2. Неравенство показаний микрозондов. В этом случае вследствие разных радиусов исследования градиент- и потенциал-микрозондов первый отражает в основном электрическое сопротивление глинистой корки, образовавшейся на пласте-коллекторе, второй — сопротивление части пласта, прилегающего к скважине, так называемой полностью промытой зоны. Таким образом, расхождение значений кажущихся сопротивлений двух рассматриваемых зондов — прямой признак коллектора. Отсутствие «приращений» на микрозондах может объясняться: отсутствием глинистой корки против коллектора; наличием мощной глинистой корки, когда оба зонда отражают одну зону; равенством $\rho_{гк} = \rho_{п}$ в водоносных высокопроницаемых пластах. Фиктивные приращения обычно связаны с появлением глинистой корки против интервалов неколлекторов, о чем было сказано выше.

3. Наличие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт — получение при обработке данных бокового каротажного зондирования так называемых трехслойных кривых БКЗ. Трехслойные кривые фиксируются в пласте при ограниченной глубине зоны проникновения и при условии неравенства физических свойств пласта и зоны проникновения.

Различают проникновение раствора, понижающее и повышающее сопротивление пласта в зоне проникновения. Первое обычно отмечается в мощных, сравнительно однородных, слабоглинистых, высокопроницаемых продуктивных коллекторах, второе — в водоносных пластах, а также в продуктивных, с высоким содержанием глинистости и остаточной воды.

Фиктивные трехслойные кривые с повышающим проникновением, не указывающие на коллектор, характерны для пачек, представленных слоистым чередованием пород, снижающим показания $\rho_{гк}$ на больших зондах, а также в тонких пластах, залегающих в пачке, при недоучете влияния мощности на показания кажущихся сопротивлений.

Рассмотренный признак выделения коллекторов не выдерживается: при глубокой зоне проникновения; при равенстве $\rho_{ф} = \rho_{в}$ (в водоносных коллекторах); при равенстве сопротивлений пласта и зоны проникновения $\rho_{п} = \rho_{зп}$, обусловленном литологией породы, в частности высокой глинистостью и соотношением величин $\rho_{ф}$ и $\rho_{в}$ при образовании в пласте зоны коагуляции — закупорки прискважинной части пласта глинистыми частицами из раствора, либо набуханием глинистого материала в коллекторе вследствие контакта с пресным фильтратом промывочной жидкости. Наиболее частый из перечисленных случаев — наличие глубокой зоны проникновения — наблюдается при вскрытии пластов на технической воде, при значительном превышении гидростатического давления над пластовым, а также в глинистых коллекторах с низкими коллекторскими свойствами.

Во всех перечисленных случаях по данным БКЗ фиксируется в пластах-коллекторах двухслойные кривые зондирования.

4. Отрицательная аномалия $\Delta U_{сп}$ на диаграммах потенциалов собственной поляризации, свидетельствующая о проникновении промывочной жидкости в пласт и о проницаемости последнего. Такой же аномалией могут отмечаться плотные неглинистые пласты-неколлекторы с карбонатным цементом. Аномалия $\Delta U_{сп}$ отсутствует против коллекторов при $\rho_{ф} = \rho_{п}$. Кривая СП сильно сглажена при отсутствии в разрезе чистых глин и высокой глинистости пластов-коллекторов, а также в случае большого содержания в коллекторе минералов, обладающих высокой адсорбционной способностью.

5. Низкие показания на диаграммах естественной гамма-активности. При этом следует учитывать, что такими же показаниями могут характеризоваться плотные неглинистые пласты.

Повышенными показаниями I_{γ} характеризуются коллекторы, обогащенные элементами повышенной радиоактивности, в частности полимиктовые песчаники. В этом случае диаграммы гамма-метода сильно сглажены.

6. Повышенные показания продолжительности бурения пород $\tau_{пр}$ по данным детального механического метода при учете влияния на эти показания нагрузки на долото, частоты его вращения и других факторов.

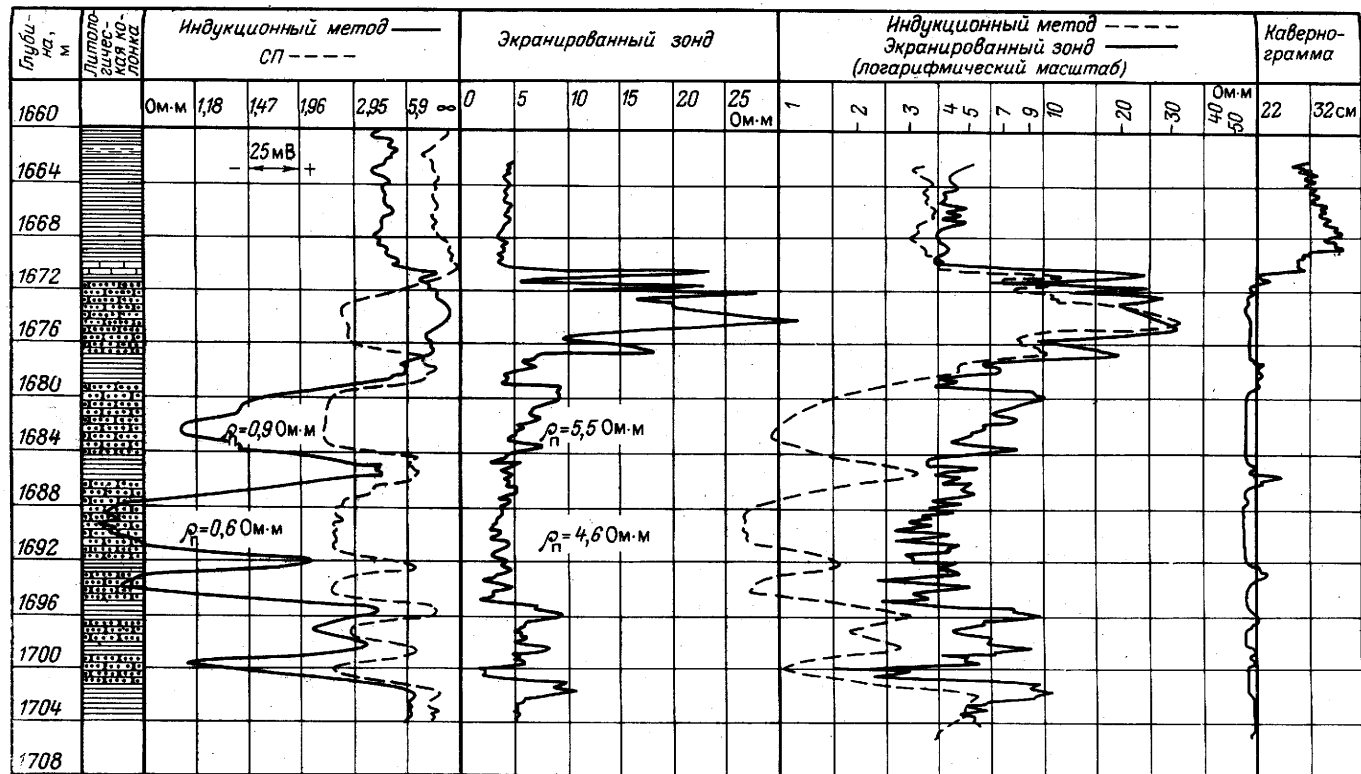


Рис. 18. Выделение коллекторов по данным сопоставления методов разной глубинности и в варианте нормализации кривых

7. Наличие фильтрации промывочной жидкости в пласт по данным фильтрационного метода, применяемого в процессе бурения. Метод основан на непрерывном контроле за уровнем промывочной жидкости в приемной емкости буровой установки или на регистрации расхода этой жидкости при выходе ее из скважины.

8. Повышенные значения суммарных газопоказаний на диаграммах газометрии вследствие содержания в продуктивных пластах углеводородных газов, переходящих при разбуривании в промывочную жидкость.

9. Повышенные показания величины «индекса свободного флюида» на диаграммах метода ядерно-магнитного резонанса указывают на наличие в пласте эффективной пористости, а следовательно, являются прямым методом выделения коллектора.

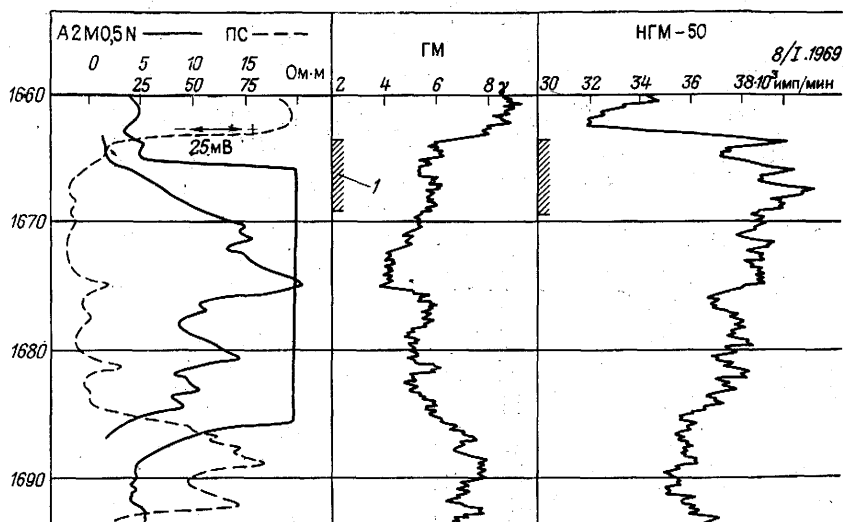


Рис. 19. Пример выделения коллектора и оценки характера его
1 — газонасыщен

Рассмотренные признаки выделения терригенных коллекторов более четко проявляются в кварцевых коллекторах. В полимиктовых коллекторах наличие полевых шпатов, представленных глинистыми минералами, оказывает на показания большинства геофизических методов влияние, аналогичное влиянию глинистости. Таким образом, глинистость как бы является фоном на показаниях геофизических методов, на который накладывается влияние глинистости, связанной с поровым пространством породы. Для полимиктовых песчаников характерны снижение удельного сопротивления пород независимо от характера насыщения, сглаживание диаграмм гамма-метода, метода радиационного гамма-излучения, акустического, потенциалов самопроизвольной поляризации. В этом случае решение задачи выделения коллекторов по показаниям отдельных геофизических методов может оказаться неоднозначным.

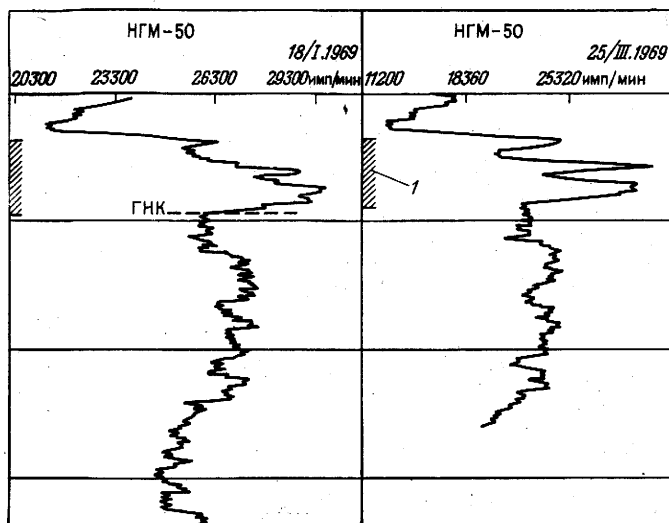
II. Методы или установки разных радиусов исследования, отражающие различные физические свойства пластов в отдельных участках зоны проникновения и в неизменной части пласта.

Помимо признаков, указывающих на проницаемость пласта по наличию проникновения и отмечаемых по геофизическим диаграммам, для выделения коллекторов можно широко использовать методы изучения радиального градиента изменения физического параметра. Наличие радиального градиента

сопротивлений отмечается, как уже говорилось, на диаграммах БКЗ, микрозондов, может быть выявлено при сравнении удельных сопротивлений, определенных по данным экранированных и индукционного зондов (рис. 18).

Стандартный экранированный зонд (кривая ρ_k зарегистрирована установкой АБК-3) имеет глубину исследования $0,8 \div 1,5$ м и чаще всего отражает сопротивление $\rho_{ап}$; индукционный зонд исследует пласт в радиусе $4 \div 6$ м и его показания соответствуют сопротивлению не затронутой проникновением части пласта $\rho_{п}$.

Микроэкранированный (установка КБМК) и экранированный зонды БК могут выделять пласты-коллекторы на основании разных показаний вследствие того, что БМК отражает чаще всего сопротивление полностью промытой зоны $\rho_{пп}$, а БК — зоны проникновения $\rho_{ап}$.



насыщения по временным замерам нейтронного гамма-метода:
ный коллектор

По тому же основному принципу могут быть выделены коллекторы на диаграммах ядерных методов, зарегистрированных зондами различных размеров. В этом случае наибольший эффект может быть получен для водоносных пластов при значительной разнице минерализаций пластовых вод и промывочной жидкости и для продуктивных — при бурении скважин на соленом растворе. Перечисленные способы выделения коллекторов неэффективны при глубокой зоне проникновения промывочной жидкости.

III. Временные замеры геофизических параметров.

Наибольший эффект при выделении коллекторов сложного строения по типу залегания глинистого материала, наличию глубокой зоны проникновения может быть достигнут при изучении поведения пласта во времени. Диаграммы различных геофизических исследований, зарегистрированные с интервалом во времени, позволяют судить о процессе формирования либо расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пластах-коллекторах. Такие исследования могут быть проведены практически любыми геофизическими методами. Временные исследования могут быть разделены на две категории.

1. Исследования, проводимые без изменения скважинных условий: повторные перекрытия стандартного геофизического комплекса в процессе углуб-

ления скважины бурением, а также специально запланированные — для решения задачи выделения коллекторов; повторные замеры нейтронными методами в обсаженных скважинах и т. п.

2. Временные исследования с изменением скважинных условий: создание большего перепада давления на границе скважина—пласт; изменение свойств промывочной жидкости — ее химического состава, плотности, радиоактивности, минерализации; обсадка скважины.

Модификацией временных исследований является метод «исследование—испытание—исследование», основанный на сравнении геофизических диаграмм в процессе испытания.

Изменение показаний методов во времени является надежным признаком коллектора (рис. 19).

Способ неэффективен при идентичных характеристиках свойств пласта и зоны проникновения. Наиболее эффективны временные исследования при регистрации геофизических диаграмм в оптимальное время, когда может быть выявлен процесс формирования или расформирования зоны проникновения. Первый процесс в зависимости от типа коллектора заканчивается в первые пять суток после вскрытия разреза бурением; второй — в наиболее чистых коллекторах происходит в течение первых недель; в коллекторах сложных, особенно карбонатных, этот процесс во времени может быть очень длительным, превышающим месяцы, а иногда и годы.

При временных замерах необходимы идентичные условия замеров: одинаковое состояние ствола скважины для всех методов кроме кавернометрии; идентичная аппаратура и постоянство масштабов регистрации глубин и записываемого геофизического параметра.

Весьма эффективны для выделения терригенных коллекторов временные исследования методами сопротивлений, потенциалов самопроизвольной поляризации, кавернометрии, термометрии и нейтронными методами — в газоносных коллекторах.

IV. Косвенные количественные признаки выделения коллекторов, основанные на изучении величин пористости k_d , проницаемости $k_{пр}$, глинистости $k_{гл}$, водонасыщенности k_a , определенных по диаграммам геофизических методов.

Граничные значения величин $k_{пр}^*$, $k_{п}^*$, $k_{гл}^*$, k_a^* должны быть получены по данным всестороннего петрофизического изучения представительного керна, отражающего наиболее типичные связи между указанными параметрами, а также между геофизическими характеристиками и физическими свойствами пластов с учетом данных испытания скважин.

Возможно выделение коллекторов в терригенных разрезах по критическому значению относительной амплитуды СП— $\alpha_{СП}^*$; по величине разностного параметра, определенного по данным гамма-метода ΔJ_{γ}^* , а в продуктивных коллекторах — по значению граничного удельного сопротивления продуктивных коллекторов $\rho_{п}^*$ или по величине параметра насыщения $P_{п}^*$.

Комплексирование величин $\alpha_{СП}$, $k_{п}$, $k_{гл}$ позволяет установить количественные критерии указанных значений и относительной глинистости $\eta_{гл}$ (рис. 20). Граничная величина $\eta_{гл}^* = k_{гл} / (k_{п} + k_{гл})$ для коллекторов изменяется в пределах 0,3—0,6 увеличиваясь в глинистых и полимиктовых коллекторах.

Карбонатные коллекторы

Карбонатные коллекторы в отличие от терригенных характеризуются большим разнообразием структуры пустотного пространства, меньшей глинистостью и более низкими граничными значениями пористости $k_{п}^* = 2 \div 6\%$. Указанные специфические особенности коллекторов предопределяют получение максимальной информации от геофизических методов, показания которых определяются в основном величиной и типом пористости (ядерные, акустические, электрические).

Различают карбонатные коллекторы с межзерновым, трещинным, трещинно-кавернозным и смешанным типами пористости.

Признаки выделения карбонатных коллекторов с преобразованием межзернового типа пористости аналогичны изложенным для терригенных коллекторов, возможно также использование критических значений k_p^* , либо геофизических величин, функционально связанных с $k_p - I_{ny}$, Δt , I_{yy} .

Вероятность возникновения вторичной пористости $k_{п.вт}$ карбонатных пород, обусловленной главным образом процессами выщелачивания, зависит от глинистости. Наибольших значений $k_{п.вт}$ достигает в чистых неглинистых коллекторах.

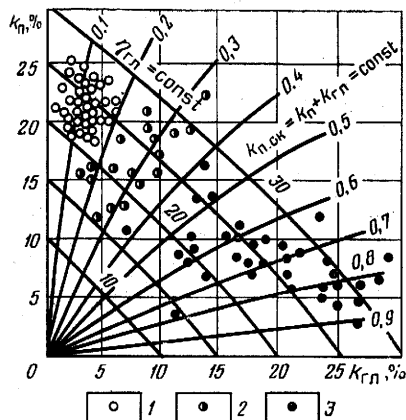


Рис. 20. Сопоставление коэффициентов пористости k_p и глинистости $k_{г.л.}$ для разделения терригенных пород на коллекторы и неколлекторы:

1 — $k_{пр} > 2 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; 2 — $2 \cdot 10^{-13} > k_{пр} > 2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — неколлекторы

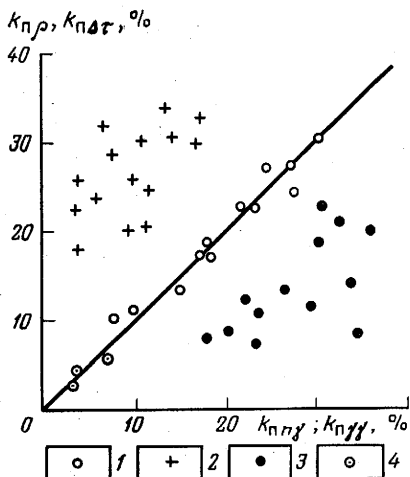


Рис. 21. Разделение карбонатных коллекторов по типу пористости:

1 — межзерновой; 2 — то же, с преобладанием трещинного типа; 3 — то же, с преобладанием кавернозного типа; 4 — неколлектор

Методика выделения карбонатных коллекторов с эффективной вторичной пористостью определяется предварительным установлением преобладающего типа пористости. Эта задача успешно решается сравнением значений k_p , определенных по данным различных геофизических методов.

При условии $k_{п.р} = k_{п.т.т.} = k_{п.д.т.} = k_{п.г.г.}$ интервалы, пористость которых ниже критического значения k_p^* , являются неколлекторами; пласты с $k_p > k_p^*$ могут быть отнесены к коллекторам с межзерновым типом пористости. В случае $k_{п.т.т.} = k_{п.г.г.} > k_{п.р} = k_{п.д.т.}$ преобладает кавернозный тип пористости. В этих коллекторах возможно наличие глубокой аномалии $U_{СП}$ за счет фильтрационной компоненты; на кавернограммах возможно увеличение диаметра скважин d_0 во времени, показания I_y низкие. Условие $k_{п.т.т.} = k_{п.г.г.} < k_{п.р} = k_{п.д.т.}$ соответствует преобладанию в коллекторе трещинного типа пористости (рис. 21). Для этих коллекторов характерны низкая глинистость по данным методов МГ и СП и изрезанность кривых кавернограмм.

Наряду с описанными выше способами для выделения коллекторов с преобладающим вторичным типом пористости используют следующие способы и методики.

1. Способ нормализации, заключающийся в графическом сопоставлении диаграмм различных методов, показания которых определяются пористостью (сопротивлений, ядерных, акустического, гамма-гамма-методов), выраженных в масштабе сопротивлений. Диаграммы сопоставляются по пласту с заведомо известным межзерновым типом пористости. Участки расхождения показаний интерпретируются как коллекторы с вторичным типом пористости — в зависимости от знака расхождения показаний разных методов — с преобладанием трещинного или кавернозного типа пористости.

2. Метод временных замеров в вариантах: а) изменения гидростатического давления в скважине; б) изменения физических свойств промывочной жидкости, в частности, добавлением в нее активаторов; в) способом «исследование—испытание—исследование»; г) методом двух растворов.

В карбонатных коллекторах временные исследования проводятся обычно методом экранирования зондов. Следует считать перспективным для выделения сложных карбонатных коллекторов способ двух растворов с использованием нейтронных методов.

Рассмотренные подходы к вопросу выделения карбонатных коллекторов обеспечивают однозначное решение задачи при соблюдении всех требований разработанной технологии.

2.2. Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные

Разделение коллекторов по типу насыщения осуществляют следующими способами.

1. По данным методов сопротивлений, по критическим значениям параметра насыщения P_n^* или удельного сопротивления ρ_n^* (рис. 22). Величина

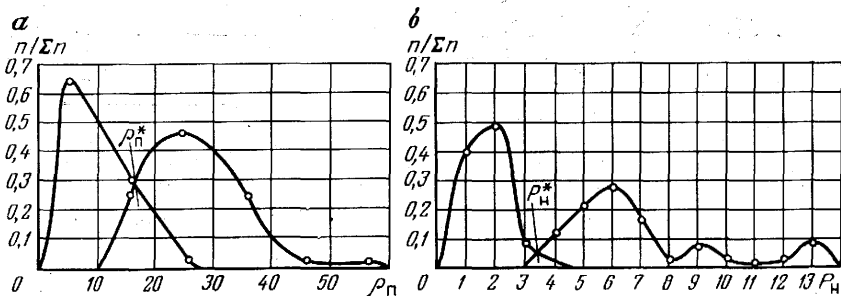


Рис. 22. Разделение коллекторов по типу насыщения по значениям: а — критического удельного сопротивления; б — критической величине параметра насыщения

P_n^* представляет собой отношение сопротивления нефтегазонасыщенной породы ρ_{nh} к сопротивлению полностью водонасыщенной породы ρ_{np} и устанавливается по пластам с заведомо известным характером насыщения, определенным при испытании пластов. Значение ρ_{np} может быть определено по геофизическим данным, либо рассчитано: $\rho_{np} = P_{np} \rho_v$. Параметр пористости P_n находится по известному значению пористости, определенному по керну или по материалам геофизических исследований. Если пористость коллекторов изменяется незначительно и сопротивление насыщающих их пластовых вод постоянно, возможно разделение пород на продуктивные и водоносные непосредственно по величине ρ_{nh} . В терригенных сильно заглинизированных, а также в карбонатных со сложной структурой пустотного пространства коллекторах обычно наблюдается глубокое проникновение фильтрата промывоч-

ной жидкости в пласт. В этом случае использование критических значений не дает однозначных результатов при разделении коллекторов по типу насыщения.

2. Разделение коллекторов по характеру насыщения по данным нейтронных методов. Решение этой задачи основано на высокой чувствительности нейтронных методов к хлоросодержанию, вследствие чего в водонасыщенной части разреза, содержащей воды повышенной минерализации, наблюдаются более высокие показания, чем в нефтенасыщенной. При этом нейтронный гамма-метод позволяет установить положение водонефтяного контакта (ВНК)

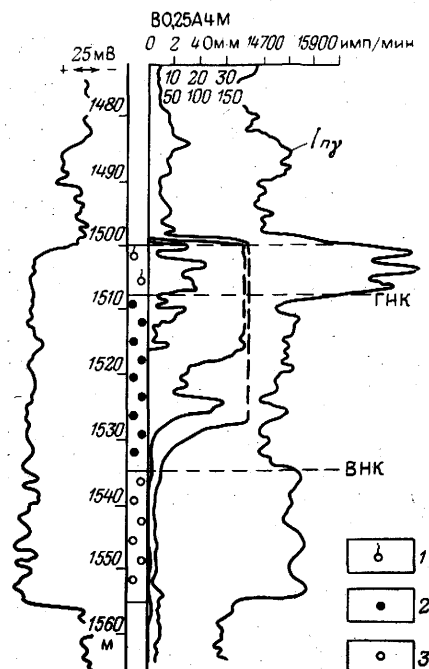


Рис. 23. Пример выделения в разрезе газонефтеводоносных частей коллектора по данным электро- и радиометрии:
1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

при минерализации пластовых вод более 100—154 г/л. Нейтронный метод по тепловым нейтронам отмечает ВНК при более низкой минерализации пластовых вод 20—30 г/л; импульсные методы чувствительны к минерализации 5—10 г/л. Положение газонефтяного и газоводяного контактов фиксируется по резким возрастаниям показаний на диаграммах нейтронных методов (рис. 23). При наличии глубоких зон проникновения, так же как в случае метода сопротивлений, задача отнесения коллекторов к продуктивным и водоносным по данным радиометрии и электрометрии решается неоднозначно.

Одним из вариантов разделения коллекторов на продуктивные и водоносные является комплексирование данных различных методов, в частности методов сопротивлений и нейтронных. В продуктивных и водоносных коллекторах нейтронный метод в первом приближении отражает пористость коллектора, в то время как метод сопротивлений реагирует на нефтегазонасыщенность, даже если она остаточная и в пустотном пространстве зоны проникновения небольшая — 20÷30 %. При сопоставлении показаний методов

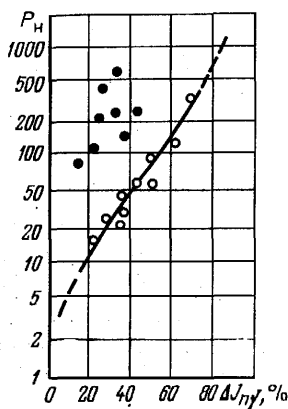


Рис. 24. Пример выделения коллекторов и оценки их нефтегазонасыщенности по данным сопоставлений метода сопротивлений и нейтронного гамма-метода

сопротивлений и нейтронных оказывается, что для плотных и водоносных пластов эти показания находятся в корреляционной связи, в то время как для газонефтенасыщенных пластов показания метода сопротивлений на графике лежат выше линии этой связи (рис. 24).

3. При условии практически полной промывки фильтратом части пласта, находящейся в радиусе исследования геофизическими методами, для выделения продуктивных пластов необходимы временные исследования, позволяющие изучать пласты в процессе расформирования зоны проникновения. Они чаще всего проводятся методами сопротивлений (экранированный зонд) и нейтронными, наиболее чувствительными к изменению характеристики насыщающего флюида в зоне проникновения.

4. Способ «исследование — испытание — исследование» дает однозначную характеристику типа насыщения пластов.

5. Данные газометрии. Если пласт выделяется как коллектор и отмечается высокими показаниями содержания легких углеводородов — он газоносен, при значительном содержании тяжелых углеводородов — нефтеносен.

6. На содержание газа или нефти с высоким газовым фактором в пластах-коллекторах может указывать снижение температуры на диаграммах термометрии. Такой же аномалией могут отмечаться пласты, поглощающие буровой раствор, если $t_{свв} < t_{пл}$.

7. При наличии остаточной нефти или газа вблизи стенки скважины продуктивные пласты могут отличаться от водоносных по диаграммам микрозондов. Более высокие значения r_k фиксируются на кривых потенциал-зондов в продуктивных пластах по сравнению с водоносными.

8. Теоретически при незначительной глубине зоны проникновения возможно разделение коллекторов по данным ультразвукового метода, обладающего небольшим радиусом исследования и в рассматриваемом случае реагирующего на газ — нефть — воду вследствие их разной плотности.

9. Широкое распространение для оценки типа насыщения получил способ нормализации диаграмм методов сопротивлений и нейтронных. Нормализованные кривые сопоставляются по заведомо водоносным пластам на участках разреза с известным и постоянным типом пористости (рис. 25).

Превышение показаний на кривой сопротивлений над показаниями нейтронного метода указывает на продуктивность пласта.

10. Выделение продуктивных интервалов в разрезе возможно по величине критического значения коэффициента насыщенности k_n^* , определенного через R_n по данным одного из методов сопротивлений.

11. Прямым методом определения насыщения пластов являются данные испытаний пластов.

Таким образом, при учете специфических условий разреза, бурения скважин, при правильно выбранном оптимальном комплексе геофизических исследований задача разделения продуктивных и водоносных коллекторов по геофизическим данным решается однозначно.

2.3. Определение пористости по геофизическим данным

Показания большинства геофизических методов в различной степени связаны с пористостью пород. Наиболее тесная связь наблюдается для методов сопротивлений, нейтронных, акустического.

1. Оценка пористости по данным методов сопротивлений осуществляется по параметру пористости P_n , связанному с коэффициентом пористости зависимостью $P_n = f(k_n)$ (рис. 26).

Наклон кривых зависимостей $P_n = f(k_n)$ определяется литологическим составом коллекторов, степенью их цементации, структурой пустотного пространства и характеризуется так называемым структурным показателем m_0 .

Коллекторам слабощементированным, сильноглинистым, обычно терригенным соответствуют кривые зависимостей с наименьшими значениями m_0 ; коллекторам наибольшей плотности, чаще всего карбонатным, в частности рифогенным известнякам, — с наибольшими значениями коэффициента m_0 .

Подавляющая часть коллекторов, вскрытых в разрезах скважин, характеризуется структурным показателем, изменяющимся в пределах 1,6—2,4.

Величина R_{Π} в водоносных пластах может быть определена:

а) по удельному сопротивлению полностью промытой фильтратом промывочной жидкости зоны проникновения $\rho_{\Pi\phi}$:

$$R_{\Pi} = \frac{\rho_{\Pi\phi}}{\rho_{\phi}}; \quad (IV.14)$$

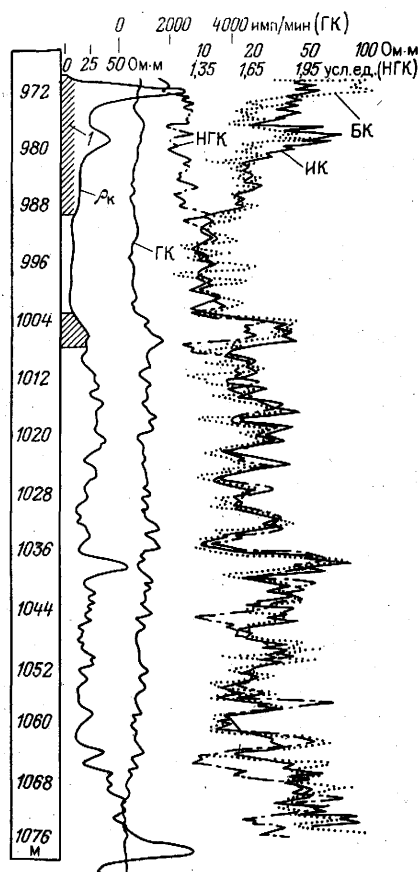


Рис. 25. Выделение продуктивных коллекторов в карбонатном разрезе способом нормализации кривых ρ_K и $I_{K\gamma}$
1 — продуктивный коллектор

б) по удельному сопротивлению частично промытой фильтратом промывочной жидкости зоны проникновения $\rho_{\Pi\phi}$:

$$R_{\Pi} = \frac{\rho_{\Pi\phi}}{\rho_{\phi\phi}}, \quad (IV.15)$$

где $\rho_{\phi\phi}$ — сопротивление смеси воды, насыщающей пустотное пространство в зоне проникновения, и фильтрата промывочной жидкости;

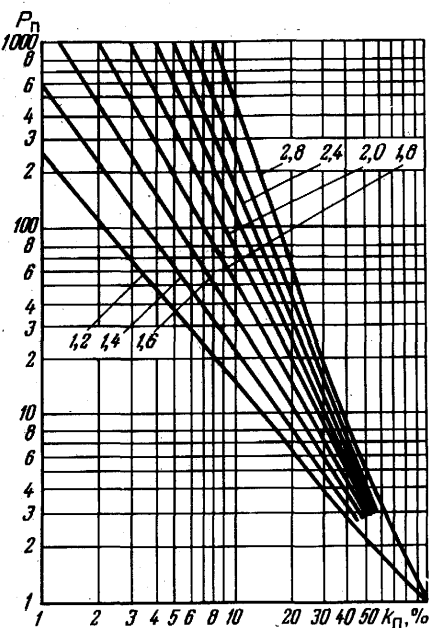


Рис. 26. Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости k_{Π} . Шифр кривых — значения структурного коэффициента m_0

в) по удельному сопротивлению водонасыщенного пласта $\rho_{вп}$:

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}}. \quad (IV.16)$$

Формулы (IV.14), (IV.15), (IV.16) применимы для оценки пористости практически чистых (незаглинизированных) водоносных коллекторов.

В условиях нефтегазоносных пластов в промытой зоне и зоне проникновения остается доля нефти (газа), не вытесненная вошедшим в пласт фильтратом промывочной жидкости, $k_{но}$. Формулы приобретают вид

$$P_{п} = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{ф} P_{но-пп}}, \quad (IV.17)$$

$$P_{п} = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{вф} P_{но-зп}}, \quad (IV.18)$$

где $P_{но}$ — параметр остаточного насыщения, учитывающий влияние остаточной нефти (газа) в зоне проникновения на электрическое сопротивление породы.

Если в пустотном пространстве коллекторов присутствует глинистый материал, то необходимо учесть влияние глинистости на удельное сопротивление породы. В этом случае

$$P_{п} = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{ф} P_{но-пп} \Pi_{пп}}; \quad (IV.19)$$

$$P_{п} = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{вф} P_{но-зп} \Pi_{зп}}, \quad (IV.20)$$

где Π — параметр поверхностной проводимости, определяемый степенью глинистости коллектора и сопротивлениями фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды.

Исходные величины для определения $k_{п}$ могут быть получены по следующим данным.

1. $\rho_{пп}$ — по диаграммам экранированных микрозондов либо микрозондов; применение последних дает менее точные результаты и возможно при небольших глинистых корках, бурении скважин на опресненных растворах, сравнительно невысоких сопротивлениях части пласта в полностью промытой зоне.

2. $\rho_{зп}$ — по диаграммам экранированных зондов (БК) или бокового каротажного зондирования (БКЗ), в отдельных случаях возможно использование одного оптимального зонда.

3. $\rho_{вп}$ — более точно по диаграммам ИК, БКЗ, БК — при неглубокой зоне проникновения.

4. $\rho_{ф}$ — по зависимости $\rho_{ф} = f(\rho_{р})$.

$\rho_{р}$ — по данным скважинного или поверхностного резистивметра с учетом температуры на глубине залегания пласта; по показаниям микрозондов против каверны, заполненной промывочной жидкостью; по кривой БКЗ, полученной для заведомо плотного пласта либо для ряда пластов, характеризующихся наличием значительной по глубине зоной проникновения; при оценке $\rho_{р}$ по БКЗ фактическая кривая зондирования (во втором варианте левая ее ветвь) должна удовлетворять условиям двухслойной среды и задача оценки $\rho_{р}$ решается однозначно по двухслойной палетке, этим способом $\rho_{р}$ определяется наиболее точно.

6. $\rho_{в}$ — по данным анализов пластовых вод, при этом отдается предпочтение водам при самоизливе скважины, когда наиболее вероятно соответствие этих вод пластовым, а не смеси их с фильтратом промывочной жид-

кості; по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации, когда сведения о ρ_b по пробам вод отсутствуют. Известно, что

$$\Delta U_{СП} = -k_{СП} \lg \frac{\rho_{\Phi}}{\rho_b}, \quad (IV.21)$$

где $\Delta U_{СП}$ — амплитуда аномалий СП, снятая относительно линии глин против изучаемого пласта; $k_{СП}$ — литологический коэффициент потенциалов самопроизвольной поляризации, равный при $t=18^\circ\text{C}$ 55—70 мВ. Для чистых (незаглинизированных) водоносных пластов $k_{СП}$ может быть задан исходя из общих соображений о литологическом типе разреза и приведенное уравнение может быть решено относительно ρ_b . При отсутствии в разрезе чистого пласта целесообразно двукратно замерить $U_{СП}$ при разных сопротивлениях фильтра промывочной жидкости ρ_{Φ}' и ρ_{Φ}'' . Тогда решается система двух уравнений относительно ρ_b :

$$\Delta U'_{СП} = -k_{СП} \lg \frac{\rho_{\Phi}'}{\rho_b}; \quad (IV.22)$$

$$\Delta U''_{СП} = -k_{СП} \lg \frac{\rho_{\Phi}''}{\rho_b}. \quad (IV.23)$$

7. $\rho_{вф}$ — по известным значениям ρ_b , ρ_{Φ} и соотношению содержания этих флюидов в зоне проникновения, определяемому величиной z — долей пластовой воды, оставшейся в зоне проникновения после вытеснения ее фильтратом промывочной жидкости. Значение z может быть определено по водоносным пластам с заведомо известной пористостью и затем распространено на изучаемые интервалы:

$$z = \frac{\frac{\rho_{\Phi}}{\rho_{\Sigma\Pi}} P_{\Sigma\Pi} - 1}{\frac{\rho_{\Phi}}{\rho_b} - 1} \quad (IV.24)$$

Чаще всего z задается исходя из известного литологического типа разреза. При этом наименьшее значение для коллекторов с гранулярным типом пористости оно принимает в незаглинизированных пластах с высокими коллекторскими свойствами (0,02—0,05) и увеличивается (0,1—0,3) в коллекторах низкопористых, слабопроницаемых, заглинизированных.

В формулах (IV.18) (IV.20) обычно величина $\rho_{вф}$ заменяется значением ρ_{Φ} , так как в продуктивных пластах при высоких коэффициентах насыщенности доля пластовой воды в зоне проникновения незначительна, особенно при бурении скважин на растворах с $\rho_r \leq 0,5$ Ом·м. Однако для заглинизированных коллекторов при вскрытии скважин на пресных буровых растворах в указанных формулах следует использовать величину $\rho_{вф}$.

8. $P_{но}$ — по геофизическим данным из соотношений:

$$P_{но-зп} = \frac{\rho_{\Sigma\Pi-нп}}{\rho_{\Sigma\Pi-вп}}, \quad (IV.25)$$

$$P_{но-пп} = \frac{\rho_{пп-нп}}{\rho_{пп-вп}}. \quad (IV.26)$$

$P_{но}$ — может быть принято по аналогии с полученным для однотипных литологических и скважинных условий.

В зависимости от литологии разреза, глубины зоны проникновения, эффективности отдельных методов в изучаемом разрезе применяется один из предложенных вариантов оценки коэффициента пористости по методам сопротивлений.

Все приведенные способы оценки пористости пригодны для коллекторов с межзерновым либо микротрещинным типом пористости.

Оценка пористости коллекторов со сложной структурой пустотного пространства решается по данным комплекса геофизических методов исследований скважин, при этом предварительно определяется тип пустотного пространства (тип пористости).

При изучении пористости трещинного типа возможны следующие варианты.

1. Хаотичное расположение трещин. Оценивается параметр пористости:

$$P_{п.тр} = \frac{\rho_{пп}}{\rho_b} \sqrt{\frac{1 - k_{п.тр}}{1 + k_{п.тр} (P_{п.бл} - 1)^2}} P_{п.бл} = f(k_{п.тр}), \quad (IV.27)$$

где $P_{п.бл} = \rho_{бл}/\rho_b$ — параметр пористости блока породы, определяемый по плотным пластам или через известное значение пористости по керну.

2. Расположение трещин, ориентированных перпендикулярно к оси скважин. В этом случае целесообразно использовать величины сопротивлений, зарегистрированные в скважине со сменой раствора:

$$k_{п.тр} = \frac{\rho_{пп2} - \rho_{пп1} \cdot \rho_{ф2}\rho_{ф1}}{\rho_{ф2} - \rho_{ф1} \cdot \rho_{пп1}\rho_{пп2}}, \quad (IV.28)$$

где $\rho_{пп1}$ и $\rho_{пп2}$ — сопротивления промытой части пласта при фильтратах промывочной жидкости $\rho_{ф1}$ и $\rho_{ф2}$ в случае $\rho_{ф1} \approx \rho_b$.

3. При наличии в разрезе заведомо плотных практически непроницаемых пластов с известным сопротивлением $\rho_{бл}$ возможна оценка трещинной пористости по формуле

$$k_{п.тр} = \frac{\rho_{бл} - \rho_{пп} \cdot \rho_{ф}}{\rho_{бл} - \rho_{ф} \cdot \rho_{пп}}. \quad (IV.29)$$

В коллекторах со сложной структурой пустотного пространства нередко определяется доля вторичной — кавернозно-трещинной пористости:

$$k_{п.вт} = \frac{k_{п.общ} - k_{п.бл}}{1 - k_{п.бл}}, \quad (IV.30)$$

где $k_{п.бл}$ — пористость блоковой межзерновой части породы; $k_{п.общ}$ — коэффициент пористости, определяемый по ядерным или гамма-гамма-методам.

Точность определения пористости методом сопротивлений определяется следующим:

- а) точностью определения исходных величин сопротивлений;
- б) учетом влияния проводимости глинистых частиц, остаточной нефтегазонасыщенности на величины $\rho_{вп}$, $\rho_{зп}$, $\rho_{пп}$;
- в) правильностью оценки типа пустотного пространства коллектора, и выбора соответствующей методики и зависимости для данного типа породы;
- г) точным учетом влияния горного давления.

Коэффициент пористости с учетом пластового давления $k_{п.пл}$ может быть рассчитан по формуле

$$k_{п.пл} = k_{п0} + a \sqrt{\frac{H}{m_0}}, \quad (IV.31)$$

где $k_{п.0}$ — коэффициент пористости, определенный по методу сопротивлений; a — коэффициент, зависящий от температуры и убывающий с повышением глинистости, $a = 0,5 \div 2 \text{ км}^{-1/2}$, для слабоглинистых коллекторов девона $a = 1,5 \text{ км}^{-1/2}$; H — глубина залегания коллектора, км; m_0 — структурный показатель зависимости $P_{п} = f(k_{п})$.

II. Оценка пористости по данным нейтронных методов производится наиболее точно для слабоглинистых коллекторов, чаще всего карбонатных. Показания метода отражают общую (открытую в случае незаглинизированных коллекторов) пористость и не зависят от структуры пространства. В этом их огромное преимущество перед электрическими и акустическими методами.

В основе использования нейтронных методов, в частности наиболее часто применяемого на практике метода НГМ, лежит зависимость показаний метода в выражении разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$ от суммарного водосодержания ω_{Σ} (рис. 27):

$$\Delta J_{n\gamma} = f(\omega_{\Sigma}).$$

Водосодержание или эквивалентное ему водородосодержание в единице объема нефти и воды практически одинаково, что позволяет оценивать коэффициент пористости по методу НГМ в продуктивной и обводненной частях разреза. Такое положение достоверно для водоносных пластов, насыщенных пресными пластовыми водами. Когда минерализация меньше 20—25 г/л применяется нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам — ННМ, меньше 100 г/л — метод НГМ. А при других условиях показания методов отражают повышенное хлоросодержание водоносных пластов и решают задачу положения водонефтяного контакта.

Однозначна возможность использования данных нейтронных методов для оценки $k_n(\omega_{\Sigma})$ при наличии в коллекторах значительной по глубине зоны проникновения, поры которой заполнены пресным фильтратом промывочной жидкости ($\rho_p > 0,5$ Ом·м). В этом случае k_n коллекторов определяется независимо от характера насыщения пласта (газ, нефть, вода). Оценка $k_{n\gamma}$ производится следующими этапами.

1. По диаграммам НГМ находится величина разностного параметра с учетом поправок

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{I_{n\gamma}^* - I_{n\gamma \text{ оп } 2}}{I_{n\gamma \text{ оп } 1} - I_{n\gamma \text{ оп } 2}}, \quad (\text{IV.32})$$

где $I_{n\gamma}^*$ — интенсивность вторичного гамма-излучения против изучаемого пласта; $I_{n\gamma \text{ оп } 1}$ — интенсивность против плотного (опорного) пласта в разрезе, пористость которого известна и минимальна (обычно 0—3 %); $I_{n\gamma \text{ оп } 2}$ — интенсивность радиационного излучения против интервала, пористость которого максимальна — каверна против пластов глин, солей с $k_n = 40 \div 50$ %.

2. По зависимости $\Delta J_{n\gamma} = f(\omega_{\Sigma})$, подобранной соответственно аппаратуре, с помощью которой проводились исследования нейтронным методом, определяется величина суммарного водосодержания. Суммарное водосодержание включает воду, находящуюся в открытых и закрытых порах породы, а также

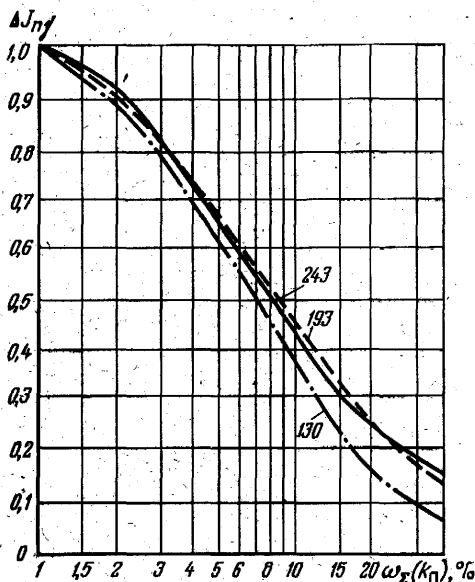


Рис. 27. Пример зависимости $\Delta J_{n\gamma} = f(\omega_{\Sigma})$ для известняков. Шифр кривых — d ; $\rho_v = \rho_p = 170$ г/л, скважина необсаженная, НГК-60, прибор ДРСТ-3М (по Я. Н. Басину)

в кристаллической решетке минералов (гипсов, глинистых минералов). В общем случае ω_{Σ} эквивалентно общей пористости породы

$$\omega_{\Sigma} = k_n + k_{гд} \omega_{гд}, \quad (IV.33)$$

где k_n — открытая пористость; $k_{гд}$ — объемное содержание глинистого материала в пустотном пространстве; $\omega_{гд}$ — содержание воды в единице объема глин, зависящее от минерального состава глин, равное обычно 0,1–0,3.

При нулевой либо минимальной глинистости $\omega_{\Sigma} = k_n$.

3. Для глинистых коллекторов открытая пористость находится по формуле

$$k_n = \omega_{\Sigma} - k_{гд} \omega_{гд} \quad (IV.34)$$

$k_{гд}$ — определяется по данным гамма-метода (ГМ), метода СП и метода сопровитлений; $\omega_{гд}$ — чаще всего по лабораторным данным.

Точность определения k_n по нейтронным методам обеспечивается наличием в разрезе надежных опорных горизонтов (плотных пластов известной пористости и глин), правильностью введения специальных поправок в значения интенсивностей нейтронного гамма-излучения, снятых с диаграмм, достоверностью оценок $k_{гд}$ и $\omega_{гд}$.

III. Определение пористости по данным акустического метода основано на зависимости интервального времени пробега упругой продольной волны, обратно пропорционального скорости распространения этой волны в породе, от коэффициента пористости (рис. 28).

Уравнение этой зависимости, учитывающее глинистость породы, можно представить в следующем виде:

$$\Delta \tau_n = \Delta \tau_s k_n + \Delta \tau_{гд} k_{гд} + \Delta \tau_{ск} (1 - k_n - k_{гд}), \quad (IV.35)$$

где $\Delta \tau_n$, $\Delta \tau_s$, $\Delta \tau_{гд}$, $\Delta \tau_{ск}$ — интервальные времена в породе, заполнителе (вода, газ, нефть), глине, твердой скелетной части.

Для межзерновых коллекторов полученная по акустическому методу пористость соответствует открытой; в коллекторах со смешанным типом пористости она определяется в основном структурой пустотного пространства.

При оценке пористости этим методом необходимо помимо глинистости учитывать влияние давления и температуры глубокозалегающих пород. Радиус исследования акустическим методом для разных типов аппаратуры 10–20 см. Недостатком метода является влияние на его показания искусственной трещиноватости прискважинной зоны.

Вследствие небольшой глубинности характер насыщения породы как правило на $\Delta \tau$ не влияет.

Целесообразнее использовать акустический метод для нахождения пористости карбонатных коллекторов, где $k_{гд}$ мало.

IV. Определение k_n по данным метода самопроизвольной поляризации. В отдельных случаях может быть сделана оценка k_n по данным метода СП, основанная на связи

$$\alpha_{СП} = f(\eta_{гд}) = f\left(\frac{k_{гд}}{k_{гд} + k_n}\right). \quad (IV.36)$$

Такая оценка может производиться для незаглинизированных коллекторов в диапазоне $k_n = 10 \div 22\%$ и для коллекторов, у которых $k_{гд}$ изменяется в узких пределах.

V. Возможно определение k_n по ядерно-магнитному методу, который позволяет получить величину пористости, близкую к эффективной.

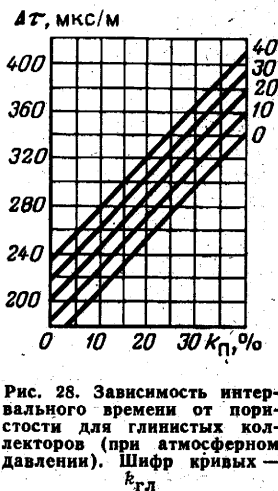


Рис. 28. Зависимость интервального времени от пористости для глинистых коллекторов (при атмосферном давлении). Шифр кривых — $k_{гд}$

2.4. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности $k_n = 1 - k_v$ продуктивных коллекторов находится обычно по данным методов сопротивлений через величину параметра нефтегазонасыщения P_n .

Исходные сопротивления $\rho_{нп}$ и $\rho_{вп}$ определяют по данным одного из методов сопротивлений. Если разрез сложен мощными, сравнительно однородными пластами, и скважины вскрываются на растворах, характеризующихся сопротивлением $\rho_p = 0,5 - 3$ Ом·м, достоверные результаты оценки ρ_n могут быть получены по методу БЭЗ. При бурении скважин на соленых растворах и сложном строении разреза (пласты ограниченной мощности, неоднородные) данные этого метода недостоверны для количественной интерпретации.

В условиях бурения скважин на пресных растворах ($\rho_p \geq 0,5 - 1$ Ом·м), если сопротивления $\rho_{нп}$ и $\rho_{вп}$ не превышают 20—30 Ом·м, наиболее надежно удельные сопротивления продуктивных и водоносных пластов оцениваются по индукционному методу. При вскрытии скважин на соленых растворах ($\rho_p \leq 0,5$ Ом·м) и неглубоком проникновении фильтрата в пласт уверенные сведения о ρ_n можно получить в результате интерпретации диаграмм экранированных зондов (АБК-3, БК-7).

Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности тонкослойной терригенной пачки необходимо использовать расчетную величину ρ_n из формулы

$$\frac{1}{\rho_{нп} \text{ пач}} \frac{\chi_{гп}}{\rho_{гп}} + \frac{1 - \chi_{гп}}{\rho_{п.чист}}, \quad (\text{IV. 37})$$

где $\chi_{гп}$ — доля слоистой глинистости в пачке; $\rho_{п.чист}$ — сопротивление чистого (незаглинизированного) песчаного прослоя.

Информация о сопротивлениях водоносных пластов по данным БКЗ и БК обычно ненадежна, если $\rho_n < 1$ Ом·м.

При отсутствии сведений о $\rho_{вп}$ по данным диаграмм геофизических методов в законтурных скважинах, на участках разреза, залегающих ниже контакта газовой либо нефтяной залежи, при идентичности литологических характеристик продуктивных и водоносных пластов эту величину можно рассчитать: $\rho_{вп} = \rho_{дрв}$. Параметр пористости $P_n = f(k_n)$; k_n определяется по данным изучения ядра или по одному из геофизических методов (сопротивлений, нейтронному, акустическому и др.). Сопротивление пластовых вод ρ_v находится одним из способов, описанных выше.

Для правильной оценки коэффициента нефтегазонасыщенности необходимо располагать зависимостью $P_n = f(k_v)$, соответствующей данному типу коллектора (рис. 29).

Различный наклон кривых зависимости характеризуется степенью гидрофильности коллектора — показателем n , его литологическим составом, строе-

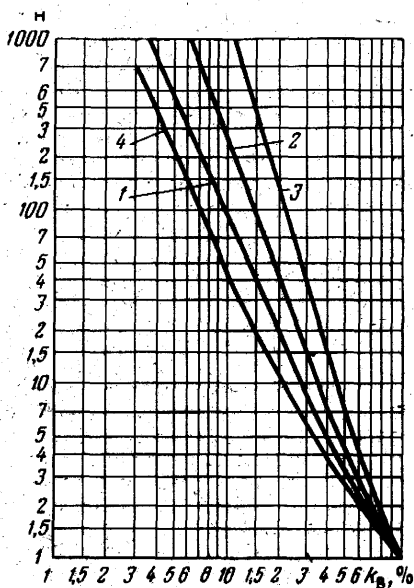


Рис. 29. Зависимость параметра насыщения P_n от коэффициента насыщенности k_v (по Г. Е. Арчи)

Породы: 1 — песчано-глинистые гидрофильные; 2 — то же, слабогидрофобные; 3 — то же, гидрофобные; 4 — карбонатные

нием пустотного пространства. Так, если для гранулярных коллекторов типичны значения $n=1,7-2$, то для кавернозных $n \approx 1$; коллекторы чистые, неглинистые характеризуются зависимостью, для которой $n=1,8-2$, в то время как для глинистых коллекторов типичны значения $n=1,6-1,8$.

Перспективны для оценки коэффициентов нефтегазонасыщенности ядерные методы и методы термометрии.

2.5. Определение проницаемости пород-коллекторов

Для определения проницаемости пород-коллекторов, а также коэффициента продуктивности, относительной проницаемости, вероятного свободного дебита скважин используются связи этих параметров с показаниями электрических методов и гамма-метода. Основой связей являются корреляционные зависимости между проницаемостью пород и их глинистостью, удельной поверхностью, количеством и характером распределения остаточной воды и т. п. Перспективны методы ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), вызванных потенциалов (ВП) и акустический (АК), а также использование многомерных корреляций между проницаемостью и двумя или несколькими геофизическими параметрами.

Вид связи для условий конкретного разреза можно определить следующими способами.

1. Путем сопоставления электрических, акустических и других параметров геофизически однородных пластов, с проницаемостью найденной по образцам керна из этих пластов, при условии достаточной освещенности их керном (не менее 4—5 образцов на 1 м мощности).

2. Путем сопоставления геофизических параметров пластов с их проницаемостью; определенной гидродинамическими методами, при условии однородности пластов в радиусе исследования и уверенной привязки результатов гидродинамических методов к пластам в разрезе скважин.

3. Путем исследования петрофизических характеристик пород-коллекторов на образцах кернов в лабораторных условиях и построения соответствующих зависимостей между измеренными параметрами и проницаемостью керна с учетом физико-химических свойств воды и нефти и термобарических условий рассматриваемых продуктивных отложений.

Для практического использования полученных зависимостей необходима оценка тесноты связи и точности определения проницаемости, а также ограничений применения установленных зависимостей. В частности, необходимо выявить, в каком диапазоне значений проницаемости и с какой точностью возможно ее определение для данных отложений.

Следует также отметить, что получаемые зависимости могут использоваться только для тех отложений, для которых они установлены. Универсальных зависимостей практически не существует, и применение их без учета особенностей конкретных отложений может привести к неконтролируемым погрешностям.

1. Метод сопротивлений. Определение проницаемости основано на использовании зависимости вида

$$k_{пр} = a P_n^b,$$

где $P_n = \rho_n / \rho_{вн}$ — параметр нефтегазонасыщенности; ρ_n и $\rho_{вн}$ — соответственно удельное сопротивление нефтенасыщенного и полностью водонасыщенного пластов; a и b — постоянные, зависящие от свойств коллектора.

В частности, для песчаников пласта D₁ Туймазинского месторождения Г. С. Морозовым, впервые предложившим этот способ, связь установлена в виде $k_{пр} = 50 P_n^{0,5}$.

Способы определения ρ_n и $\rho_{вн}$ те же, что и при определении коэффициента нефтегазонасыщенности.

Возможны и более сложные виды зависимости, учитывающие пористость, глинистость и другие характеристики коллектора. Например, В. Н. Дахновым предложено обобщенное выражение для терригенных коллекторов:

$$k_{\text{пр}} = \frac{aP_{\text{н}}^{2/n}}{P_{\text{н}}^{b/m}}, \quad (\text{IV.38})$$

где a и b — постоянные, характерные для данного типа коллекторов; m и n — показатели степени в уравнениях $P_{\text{н}} = k_{\text{н}}^m$ и $P_{\text{н}} = k_{\text{н}}^{-n}$

В зарубежной практике для слабоглинистых терригенных отложений используют формулу

$$k_{\text{пр}} = \left[250 \frac{k_{\text{н.эф}}^3}{k_{\text{в.св}}^2} \right]^2 = 6,25 \cdot 10^4 k_{\text{н.эф}}^6 P_{\text{н}}^2, \quad (\text{IV.39})$$

где $k_{\text{н.эф}}$ — эффективная пористость; $k_{\text{в.св}}$ — содержание связанной воды.

Эта формула справедлива, если $P_{\text{н}} = k_{\text{в}}^{-2}$

Для различных классов терригенных и карбонатных пород межзернового типа предложена также формула

$$k_{\text{пр}} = \left[\frac{c}{\omega^4} k_{\text{н}}^{2\omega} P_{\text{о.пр}} \right]^2, \quad (\text{IV.40})$$

где c зависит от плотности углеводородов (σ , г/см³), насыщающих коллектор ($c = 2,3 + 46,5 \sigma - 18,8 \sigma^2$); ω — от предельного значения относительного сопротивления ($P_{\text{о.пр}} = \rho_{\text{н}}/\rho_{\text{в}}$), пористости и связанной воды:

$$\omega = \frac{-\lg P_{\text{о.пр}}}{g \lg(k_{\text{н}} k_{\text{в.св}})}$$

Способы оценки проницаемости коллекторов по сопротивлению ограничиваются применимостью их для продуктивных отложений с межзерновой пористостью, находящихся выше переходной зоны. Дополнительные ограничения возникают при условиях, когда сопротивления пластов в продуктивном разрезе изменяются в процессе эксплуатации залежи в связи с изменением нефтегазонасыщенности или в связи с обводнением пластов закачиваемой водой, отличающейся по минерализации и составу от остаточной.

II. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации и гамма-метод. Во многих районах для терригенных коллекторов установлены достаточно тесные зависимости относительной амплитуды аномалии $\Delta \text{СП}$ от проницаемости. Основной связи является зависимость проницаемости от количества и характера распределения глинистого материала в породе. Наличие значимой корреляции между глинистостью и проницаемостью, установленной по данным анализа зерна, может служить предпосылкой для поиска связи между $\Delta \text{СП}$ и проницаемостью в пластовых условиях. Для установления вида связи $k_{\text{пр}} = f(\Delta \text{СП})$ используются либо результаты гидродинамических исследований пластов, либо результаты анализа представительного зерна из них.

Показания гамма-метода также в основном отражают содержание глинистого материала в коллекторе. Для определения проницаемости по данным гамма-метода используется параметр

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma \text{ min}}}{I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}}}, \quad (\text{IV.41})$$

где $I_{\gamma \text{ max}}$ и $I_{\gamma \text{ min}}$ — соответственно максимальные и минимальные показания в данной скважине, наблюдаемые против опорного пласта чистых глин и против опорного пласта наименее глинистых пород; I_{γ} — показание против исследуемого пласта.

Определение проницаемости по данным методов СП и ГМ возможно при условии, что коллекторы характеризуются в основном рассеянной глинистостью, причем глинистый цемент преобладает и содержание его изменяется в широком диапазоне. Применение гамма-метода ограничено наличием в разрезе битуминозных песчаников с повышенным содержанием радиоактивных минералов в породах. На эксплуатируемых месторождениях, где применяется закачка в пласты воды, отличающейся по минерализации и составу от пластовой, часто искажаются диаграммы СП против обводненных пластов, что ограничивает применимость метода СП в обводненном разрезе. Это ограничение не относится к гамма-методу, на показаниях которого состав и минерализация воды в коллекторе не влияют. По данным этого метода возможна оценка проницаемости обводненных пластов. Отмечаемые в ряде районов радиогеохимические аномалии, искажающие диаграмму гамма-метода, как правило, формируются позднее в процессе эксплуатации скважин и связаны с привнесением и осаждением в зоне фильтра (цементный камень, трубы) солей радиоактивных элементов.

Приведем в качестве примера парные зависимости проницаемости от $\alpha_{СП}$ и ΔJ_{γ} для месторождения Узень:

$$\lg k_{пр} = 0,197 + 4,52\alpha_{СП}; \quad r = 0,96 \text{ (XIII горизонт)};$$

$$k_{пр} = 80,5 - 126,9\Delta J_{\gamma} - 123,5\Delta J_{\gamma}^2 + 194,2\Delta J_{\gamma}^3 \text{ (XIII — XVIII горизонты)}.$$

В ряде случаев целесообразно использование комплексных геофизических параметров для определения проницаемости пластов-коллекторов. Этот подход позволяет уменьшать влияние систематических погрешностей при определении каждого из параметров в отдельности. Кроме того, геофизические параметры могут иметь разные плотности связи в диапазоне изменения проницаемости.

Для условий Узени установлена целесообразность использования комплексного параметра, представляющего собой отношение $\alpha_{СП}/\Delta J_{\gamma}$.

$$k_{пр} = a \left(\frac{\alpha_{СП}}{\Delta J_{\gamma}} \right)^3 + b \left(\frac{\alpha_{СП}}{\Delta J_{\gamma}} \right)^2 + c \left(\frac{\alpha_{СП}}{\Delta J_{\gamma}} \right) + d,$$

где a , b , c и d — постоянные.

В отличие от приведенных ранее парных зависимостей связь комплексного параметра с проницаемостью более тесная, разброс точек уменьшается, что приводит к повышению точности оценки проницаемости пластов. Ограничением этой связи является необходимость исключения из анализа плотных карбонатных пропластков, в которых могут быть допущены большие ошибки из-за нечувствительности используемых методов к карбонатному цементу.

Возможны, естественно, и другие варианты комбинации параметров. Так, Е. И. Леонтьев для условий Тюменской области предлагает для определения проницаемости совместно использовать методы ИК и СП.

§ 3. Гидродинамические методы определения физических свойств коллекторов

Гидродинамические методы определения физических свойств коллекторов основаны на проведении экспериментальных наблюдений взаимосвязей дебитов скважин и определяющих их перепадов давления в пласте. Эти взаимосвязи имеют четкое физическое обоснование и описываются строгими математическими уравнениями, в которые входят физические свойства пласта, а также некоторые характеристики скважин. Изучив на основе экспериментальных наблюдений фактическую взаимосвязь дебитов и перепадов давлений, можно решать эти уравнения относительно искомых параметров пластов и скважин.

Собственно гидродинамическими методами определяют следующие параметры:

1) усредненное значение коэффициента гидропроводности пласта ε в районе исследуемой скважины или на участке между двумя исследуемыми скважинами;

2) усредненное значение коэффициента пьезопроводности κ пласта;

3) коэффициент продуктивности $K_{пр}$ добывающей скважины и коэффициент приемистости K' нагнетательной скважины;

4) коэффициент гидродинамического несовершенства ϕ скважины;

5) приведенный радиус $r_{пр}$ скважины.

Коэффициенты гидропроводности, пьезопроводности и продуктивности (приемистости) — комплексные параметры.

Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{k_{пр} h}{\mu}, \quad (IV.42)$$

где $k_{пр}$ — усредненное значение проницаемости пласта в исследуемом районе; h — работающая мощность пласта; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях.

Коэффициент пьезопроводности

$$\kappa = \frac{k_{пр}}{\mu (k_{п}\beta_{ж} + \beta_{с})} = \frac{\varepsilon}{h\beta^*}, \quad (IV.43)$$

где $k_{п}$ — усредненное значение пористости пласта; $\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости пластовой жидкости; $\beta_{с}$ — коэффициент сжимаемости пористой среды в исследуемом районе; $\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_{с}$ — коэффициент упругоэластичности пласта.

Коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях

$$K_{пр. пл} = \frac{q}{r_{пл} - r_{заб}} = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_{пр}}}, \quad (IV.44)$$

— где q — дебит скважины в пластовых условиях; $r_{пл}$ — пластовое давление; $r_{заб}$ — забойное давление; R_k — радиус условного контура питания.

Чтобы определить в отдельности параметры, входящие в эти комплексные коэффициенты, необходимо иметь дополнительную информацию, полученную другими, независимыми методами. Например, чтобы определить проницаемость пласта $k_{пр}$ по известному значению гидропроводности ε , необходимо знать значения мощности h (по геофизическим, геологическим данным или результатам потокометрии) и вязкости μ (по специальным лабораторным исследованиям пластовых жидкостей).

В нефтепромысловой практике применяют три основных метода гидродинамических исследований: 1) восстановления забойного давления (динамического уровня); 2) установившихся отборов; 3) исследования взаимодействий (интерференции) скважин.

Метод восстановления давления применим для добывающих нефть (или воду) скважин с забойным давлением, равным давлению насыщения нефти (воды) газом или превышающим его, а также для водонагнетательных скважин. Метод сводится в общем случае к прослеживанию изменения забойного давления (или динамического уровня) в скважине после резкого изменения режима ее работы (пуск или остановка) с одновременным прослеживанием (в случае необходимости) изменения притока (оттока) жидкости из пласта в скважину. Последующей обработкой полученных результатов определяют значения коэффициента гидропроводности ε и комплексного параметра $B = \kappa/r_{пр}^2$. Эти данные также позволяют рассчитать, если независимыми методами определены значения R , μ , $k_{п}$, $\beta_{ж}$ и $\beta_{с}$, коэффициент пьезопровод-

ности κ по формуле (IV.43), коэффициент проницаемости $k_{пр} = \beta\mu/h$ и приведенный радиус скважины $r_{пр} = \sqrt{\kappa/B}$.

Кроме того, если известны радиус условного контура питания R_k и фактический радиус скважины r_c по долоту, можно вычислить коэффициент продуктивности

$$K_{пр} = \frac{0,236e}{\lg R_k - \lg r_{пр}}$$

и коэффициент гидродинамического несовершенства скважины φ

$$\varphi = \frac{\lg \frac{R_k}{r_c}}{\lg \frac{R_k}{r_{пр}}}$$

Для добывающих скважин обычно можно принимать R_k , равным половине среднего расстояния между данной скважиной и ближайшими соседними.

Метод установившихся отборов применяют для исследования всех добывающих и водонагнетательных скважин. Метод сводится к измерению дебита скважины и ее забойного давления на нескольких (не менее трех) режимах установившейся эксплуатации и к определению пластового давления в остановленной скважине. По полученным данным строят кривую зависимости дебит — забойное давление или дебит — депрессия (разность между пластовым и забойным давлениями), которая называется индикаторной диаграммой. Последующей обработкой индикаторной диаграммы определяют значение коэффициента продуктивности (приемистости). Если независимым путем для данной скважины оценены поправки на несовершенство по степени (c_1) и характеру (c_2) вскрытия, а также если известен радиус контура питания, то по коэффициенту продуктивности можно рассчитать значение гидропроводности пласта:

$$e = \frac{K_{пр} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}{2\pi} \quad (IV.45)$$

Метод исследования взаимодействия скважин (метод гидропрослушивания или интерференции) применим для всех скважин. В одном исследовании могут участвовать две скважины или более. Метод заключается в создании гидродинамических импульсов в возмущающей скважине путем ее пуска, остановки или периодической работы и в регистрации в реагирующих скважинах изменений забойного давления, вызванных изменением дебита возмущающей скважины. Работы сводятся к следующему: 1) регистрации динамики забойных давлений в регистрирующих скважинах в течение некоторого времени до начала изменения дебита в возмущающей скважине (снятие фона); 2) созданию поля возмущения путем изменения дебита возмущающей скважины; 3) регистрации забойных давлений в регистрирующих скважинах после создания поля возмущения; 4) обработке полученных кривых изменения во времени забойного давления. По полученным кривым реагирования делают качественные оценки наличия или отсутствия гидродинамической связи между возмущающей и реагирующими скважинами, а также количественно определяют средние значения коэффициентов гидропроводности e и пьезопроводности κ в районе исследуемых скважин (если в пласте фильтруется нефть или вода без свободной газовой фазы).

Промысловый геолог обычно использует обработанные данные и параметры, вычисленные специальными службами нефтедобывающих или научно-исследовательских организаций. При этом необходимо ясно представлять, что определенные гидродинамическими методами величины параметров отражают

некоторые их средние значения в объеме изучаемых пород. При исследовании взаимодействия скважин оцениваются средние параметры пород на участке между этими скважинами, при исследовании другими методами — значительный объем вокруг скважины. Например, радиус r «зоны освещенности» вокруг скважины, исследованной методом восстановления давления, примерно определяется по формуле

$$r = 1,5 \sqrt{\kappa t},$$

где t — время снятия кривой восстановления давления.

В любом случае этот объем намного больше, чем при исследовании керна или интерпретации промыслово-геофизических диаграмм. Поэтому значения физических свойств пластов, оцененные гидродинамическими методами, более объективно характеризуют средние свойства пластов и их желательно закладывать в гидродинамические расчеты для прогноза изменений всех основных технологических показателей разработки залежей. Различные объемы усреднения часто приводит к несоответствию параметров, определенных разными методами для одних и тех же скважин. В то же время значительное превышение проницаемости пластов, оцененной гидродинамическими исследованиями, над определенной по данным керна, свидетельствует о трещиноватости пород, что часто не улавливается по образцам керна. Комплексное использование результатов определения физических свойств пород лабораторными, геофизическими и гидродинамическими методами позволяет глубже понять структуру коллектора и оценить основные его свойства. Особенно необходимо комплексирование методов исследования при изучении сложных карбонатных коллекторов порово-каверново-трещинного типа.

Глава V

МЕТОДЫ ДЕТАЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

§ 1. Физико-химические характеристики пластовых жидкостей и газов, используемые при разработке нефтяных месторождений

1.1. Основные понятия

Необходимость тщательного изучения физико-химических свойств нефти, газов и вод диктуется требованиями:

- а) их оптимального использования (схемы переработки, извлечение ценных попутных компонентов);
- б) подсчета подземных запасов;
- в) составления проекта рациональной разработки;
- г) безаварийной эксплуатации промыслового хозяйства;
- д) первичной подготовки и транспорта добываемой продукции;
- е) охраны окружающей среды и недр.

Природные нефти с растворенными газами, свободные газы с растворенными в них конденсатами, а также воды нефтяных и газовых месторождений весьма разнообразны по химическому составу и физическим свойствам. Даже в пределах одного и того же месторождения свойства флюидов разных залежей могут существенно различаться. Более того, нередко в пределах единых залежей установлено изменение свойств нефтей, газов и вод. Это предопределяет необходимость индивидуального изучения свойств флюидов каждой залежи, а также выявления закономерностей их изменения по объему залежи. Суждения о свойствах нефтей и газов на основе аналогии с соседними месторождениями или залежами в большинстве случаев недопустимы.

Свойства пластовых вод значительно более однородные, однако и их следует изучать индивидуально для каждого данного пласта и месторождения.

Свойства нефтей, газов и вод на поверхности заметно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа, температуры и давления, поэтому приходится изучать отдельно свойства флюидов как в поверхностных, так и в пластовых условиях. Кроме того, свойства изменяются в процессе разработки, что вызывает необходимость в ряде случаев изучать изменения свойств флюидов в зависимости от переменных давления и температуры.

В СССР в качестве стандартных условий на поверхности приняты давление 0,1 МПа и температура 20 °С. Именно к этим условиям должны приводиться все определения свойств флюидов на поверхности. Поверхностные пробы нефти, конденсата и воды отбирают из скважин, промышленного оборудования или транспортных средств в бутылки, а пробы газа — в бутылки через водяной затвор и отправляют в лабораторию на анализы.

Важнейшими исследованиями, выполняемыми в поверхностных условиях, являются химический анализ нефти, газа, конденсата и воды, а также измерения плотности и вязкости нефти, конденсата и воды.

Плотностью любого вещества называется отношение его массы M к занимаемому объему V :

$$\rho = \frac{M}{V}. \quad (V.1)$$

Размерность плотности в Международной системе единиц (СИ)

$$[\rho] = \frac{[M]}{[L^3]}.$$

Единицами измерения плотности служат: в Международной системе (СИ) $[\rho_{\text{СИ}}] = \text{кг/м}^3$, в СГС $[\rho_{\text{СГС}}] = \text{г/см}^3$, в МКГСС $[\rho_{\text{МКГСС}}] = \text{тем/м}^3 = \text{кгс} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$.

Соотношения между единицами измерения плотности в разных системах: $[\rho_{\text{СИ}}] = 0,001 [\rho_{\text{СГС}}] = 0,102 [\rho_{\text{МКГСС}}]$. Следовательно, чтобы сопоставить между собой величины плотностей, выраженных в различных системах, нужно применять следующие соотношения: $\rho_{\text{СИ}} = 1000 \rho_{\text{СГС}} = 9,81 \rho_{\text{МКГСС}}$.

На практике часто используют безразмерную относительную плотность — отношение плотности данного вещества к плотности дистиллированной воды при +4 °С. Поскольку плотность дистиллированной воды при +4 °С очень близка 1000 кг/м^3 , числовые значения абсолютной и относительной плотностей веществ практически совпадают.

Вязкостью называется свойство жидкостей и газов сопротивляться сдвигающим усилиям. Вязкость проявляется только при движении жидкостей и газов как внутреннее трение или сопротивление скольжению слоев друг относительно друга под действием внешних сил.

Количественно вязкость измеряется величиной коэффициента абсолютной вязкости (или просто абсолютной вязкостью). Размерность абсолютной вязкости

$$[\mu] = \frac{[P][T]}{[L^2]}.$$

В Международной системе единица измерения абсолютной вязкости $[\mu_{\text{СИ}}] = \text{Н} \cdot \text{с/м}^2 = \text{Па} \cdot \text{с}$, а в СГС пуаз (П), $[\mu_{\text{СГС}}] = \text{дина} \cdot \text{с/см}^2 = \text{г}/(\text{см} \cdot \text{с}) = 1 \text{ П}$. Сотая доля пуаза называется сантипуазом (сП). Вязкость пресной воды в стандартных условиях составляет примерно 1 сП, а керосина — 2 сП. В МКГСС абсолютная вязкость измеряется в $\text{кгс} \cdot \text{с/м}^2$. Между единицами измерения абсолютной вязкости существует соотношение $1 \text{ П} = 0,1 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2 \approx \approx 0,01 \text{ кгс} \cdot \text{с/м}^2$; $1 \text{ П} = 0,1 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $1 \text{ сП} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Следовательно, связь между величинами вязкости, измеренными в разных системах, выразится $\mu_{\text{СГС}} = 10 \mu_{\text{СИ}} = 98,1 \mu_{\text{МКГСС}}$.

Используется также кинематическая вязкость ν , равная частному от деления абсолютной вязкости μ на плотность ρ :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (V.2)$$

В Международной системе единиц (СИ) кинематическая вязкость измеряется в м²/с. В СГС единицей измерения кинематической вязкости является стокс (Ст). $[\text{vсгс}] = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = \text{см}^2/\text{с} = 1 \text{ Ст}$. Сотая часть стока называется сантистокс (сСт).

Для определения свойств нефти, газа и воды в пластовых условиях используют глубинные пробы этих жидкостей, которые отбирают из призабойной части ствола скважины специальными глубинными пробоотборниками, сохраняющими герметичность взятой пробы. Пробы анализируют в специальных лабораториях, куда они доставляются либо непосредственно в глубинных пробоотборниках, либо в герметичных контейнерах.

Важнейшими параметрами, определяемыми по глубинным пробам, являются: газосодержание (газонасыщенность), давление насыщения растворенных газов, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости (объемной упругости), коэффициент теплового расширения, а также плотность и вязкость в соответствующих термобарических условиях. Каждая глубинная проба пластовой нефти и воды должна подвергаться полному анализу с определением всех перечисленных параметров. Для глубинных проб природного газа определяемых параметров значительно меньше. Выделенный в ходе анализов газ и оставшуюся дегазированную нефть или воду можно использовать для анализа их свойств в поверхностных условиях. Состав пластового газа газоконденсатных залежей обычно определяют не по глубинным пробам. Его рассчитывают по составу сепарированного газа, содержанию и составу конденсата в поверхностных условиях. Поэтому исследования газоконденсатных скважин помимо отбора проб газа и конденсата для анализа их составов должны включать измерения конденсатногазового фактора, показывающего количество сырого конденсата (в см³), приходящегося на 1 м³ отсепарированного газа.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовых жидкостей показывает объемное количество растворенного газа $V_{\text{г}}$ (измеренного в стандартных условиях), содержащегося в единице объема пластовой жидкости $V_{\text{пж}}$:

$$S = \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{пж}}} \quad (V.3)$$

Газосодержание обычно выражают в м³/м³, или в см³/л. Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой жидкости при определенных давлении и температуре, называют растворимостью газа. Газосодержание может быть равно или меньше растворимости газа. Его определяют экспериментально по пластовой пробе, постепенно снижая в ней давление до атмосферного. Причем дегазация пластовой жидкости может быть произведена многоступенчато (дифференциальное дегазирование) и однократно (контактное дегазирование). Процесс поступления нефти из пласта в промысловые сепараторы более сходен с контактным дегазированием, которое и следует принимать во внимание при учете изменений свойств нефти при переходе от пластовых к поверхностным условиям.

Понятие о растворимости газа и газосодержании пластовой нефти не следует отождествлять с понятием об эксплуатационном газовом факторе I , который представляет собой объемное количество газа, добытого совместно с 1 м³ дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и газа за определенный отрезок времени. Обычно различают начальный газовый фактор (отношение количеств добытых газа и нефти за первый месяц или квартал работы скважины), текущий газовый фактор (отношение добытых газа и нефти за любой ограниченный отрезок времени) и средний газовый фактор (отношение количеств газа и нефти, добытых с начала разработки до любой произвольной даты).

Давлением насыщения (упругостью) растворенных газов называют то наименьшее давление, при котором весь сопутствующий нефти или воде газ находится в растворенном состоянии. Пластовое давление может быть равно давлению насыщения или значительно превышать его. В последнем случае при снижении давления от пластового до давления насыщения растворенный газ не будет выделяться в свободную фазу. Дегазация пластовой жидкости начинается только при снижении давления ниже давления насыщения. Как и всякое, давление насыщения измеряется в Па.

Объемный коэффициент пластового флюида b представляет собой отношение объема $V_{пл}$ в пластовых условиях к объему $V_{ст}$ того же флюида после дегазации в стандартных условиях.

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{ст}}. \quad (V.4)$$

Таким образом, объемный коэффициент показывает, во сколько раз больший объем занимает жидкость в пластовых условиях по сравнению с ее объемом в поверхностных условиях за счет удаления растворенного газа, изменения температуры и давления. Объемный коэффициент — величина безразмерная.

Объемный коэффициент может быть выражен так же, как отношение плотности флюида в стандартных условиях к его плотности в пластовых условиях:

$$b = \frac{\rho}{\rho_{пл}}. \quad (V.5)$$

Из этого уравнения вытекает важное выражение

$$\rho_{пл} = \frac{\rho}{b}, \quad (V.6)$$

которое можно использовать для нахождения плотности пластовых жидкостей.

Коэффициент сжимаемости (объемного упругого расширения) пластовых жидкостей показывает, на какую часть своего первоначального объема (по отношению к этому первоначальному объему V_0) изменяется объем жидкости при изменении давления Δp на единицу:

$$\beta = \frac{V_1 - V_0}{V_0 \Delta p} = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (V.7)$$

Единицей измерения коэффициента сжимаемости в СИ служит $(\text{МПа})^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости используют при расчете изменения объемов однофазных жидкостей, т. е. в интервалах давлений, больших давления насыщения. Коэффициенты сжимаемости одного и того же пластового флюида при различных давлениях неодинаковы.

Коэффициент теплового расширения показывает, на какую часть своего первоначального объема (по отношению к этому первоначальному объему V_0) изменяется объем жидкости при изменении температуры на 1°C :

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta t}. \quad (V.8)$$

Единицей измерения коэффициента α служит $1/^\circ\text{C}$.

1.2. Свойства нефтей

Природные нефти — это смесь жидких углеводородов различного строения с примесями неуглеводородных соединений. В поверхностных условиях большинство нефтей представляет собой жидкости плотностью $0,77\text{—}0,98 \text{ г/см}^3$ (чаще всего $0,82\text{—}0,92 \text{ г/см}^3$), самой различной вязкости, вплоть до вязко-

пластичных тел. Различные нефти застывают при температуре от -60 до $+83$ °С. Их молекулярная масса обычно 22—300.

Химический элементарный состав нефтей, характеризуется обязательным наличием пяти элементов — углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком преобладании первых двух. Он выражается в процентах (или долях единицы) по массе. Содержание углерода колеблется в пределах 83—87 %, водорода 12—14 %. Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме составлять до 5 % (главным образом, за счет серы), но обычно оно гораздо меньше. На товарные свойства нефтей основное влияние оказывает сера, вызывающая коррозию металлов. По содержанию серы нефти подразделяют на высокосернистые (более 2 % серы), сернистые (0,51—2 %) и малосернистые (0,5 %).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в % по массе) различных фракций нефтей, выкипающих в определенных интервалах температур. Обычно фракции подразделяют по следующим температурным интервалам начала и конца кипения: авиационный бензин 40—180 °С, автомобильный бензин 40—205 °С, керосин 200—300 °С, лигроин 270—350 °С, мазут 350—500 °С, гудрон выше 500 °С. Разгонкой мазута получают различные масляные фракции (дистилляты), которые отбирают уже не по температурам кипения, а по величине вязкости.

Групповой углеводородный состав нефти отражает содержание (в % по массе) трех основных классов углеводородов: парафиновых или метановых (алканы), наftenовых (цикланы) и ароматических (арены). Обычно с увеличением температуры кипения фракций содержание парафиновых углеводородов убывает, наftenовых возрастает до температуры 300—400 °С, содержание ароматических углеводородов возрастает, достигая максимума в наиболее высококипящих фракциях.

Большое значение имеет содержание твердого углеводорода парафина, который растворен в жидких углеводородах. Общее содержание твердого парафина в нефтях различно: чаще до 10—15 %, но иногда значительно выше — до 40 % и даже более. По содержанию парафина нефти подразделяют на высокопарафинистые (более 6,0 % парафина), парафинистые (1,51—6,0 %) и малопарафинистые (менее 1,5 %). При изучении высокопарафинистых нефтей следует определять не только общее содержание парафина, но и температуру и давление кристаллизации его, поскольку при изменении пластовых температуры и давления в процессе разработки парафин может выделяться из растворенного состояния и осаждаться в поровом пространстве пластов, существенно затрудняя фильтрацию нефти.

Помимо указанных групп углеводородов в нефтях встречаются также другие классы этих соединений. Индивидуальных соединений, содержание каждого из которых может превышать 1 %, в нефтях насчитывается более 20. Всего же в нефтях к настоящему времени установлено более 400 индивидуальных углеводородов.

Важной составной частью нефтей являются смолы и асфальтены. Это наиболее сложные нефтяные высокомолекулярные соединения, всегда содержащие углерод, водород, кислород, серу и почти всегда — азот. Смолисто-асфальтеновые вещества практически не переходят в нефтяные фракции при перегонке и накапливаются в мазуте, откуда они извлекаются различными углеводородными растворителями (петролейный эфир, бензол и др.). Содержание собственно смол (силикагелевых, нейтральных) в нефтях составляет от 2 до 40 %, а сумма смол и асфальтенов лишь изредка достигает 45 %. Молекулярная масса смол 500—1000, а асфальтенов — до 10 000. Асфальтены заметно влияют на физические свойства нефтей из-за высоких молекулярной массы, плотности, поверхностной активности и относительной неустойчивости.

Из числа кислородсодержащих соединений кроме смол и асфальтенов в нефтях выявлены различные кислоты и фенолы. Основную долю среди них составляют наftenовые кислоты с общей формулой $C_nH_{2n-1}COOH$ ($n=5, 6, 9$). Они содержатся в количестве от следов до 3 %.

Специфическое свойство почти всех нефтей их оптическая активность, т. е. способность вращать плоскость поляризации световых лучей.

Обычно нефти вращают плоскость поляризации вправо. Носителями оптической активности нефтей служат преимущественно полициклические нафтенy, содержащиеся в тяжелых фракциях. Очень легкие «белые» нефти, практически лишенные высококипящих фракций, не обладают оптической активностью.

Важным параметром нефтей, замеренным также по поверхностным пробам, является их оптическая плотность — способность веществ поглощать свет с определенной длиной волны. Количественная мера оптической плотности — коэффициент светопоглощения, который измеряют специальными приборами — фотоколориметрами. Оптическая плотность нефти определяется главным образом концентрацией смол и асфальтенов, которая меняется в нефтях различных залежей в широких пределах. Обычно коэффициент светопоглощения нефтей 150—900 ед.

Свойства нефтей в пластовых условиях весьма существенно отличаются от свойств на поверхности вследствие большого содержания растворенного газа, а также влияния давления и температуры в недрах. Так, газосодержание пластовых нефтей в связи с высокой растворимостью газов в нефтях может достигать 300—500 м³/м³ и более. Газосодержание 100—200 м³/м³ — обычное для большинства нефтей. Но известно большое число залежей, где фактическое газосодержание нефтей не превышает 8—10 м³/м³. На земной поверхности и вблизи от нее известны также полностью дегазированные природные нефти.

Значения объемного коэффициента всех пластовых нефтей больше единицы и иногда достигают 2—3, хотя наиболее характерные величины лежат в пределах 1,2—1,8. По мере увеличения давления объемный коэффициент возрастает, достигает максимума при давлении насыщения и по мере дальнейшего роста давления несколько уменьшается вследствие сжимаемости пластовой нефти.

Плотность пластовой нефти, как это следует из уравнения (V.6) и приведенных выше значений объемного коэффициента, обычно в 1,2—1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти в поверхностных условиях. Известны пластовые нефти плотностью всего 0,3—0,4 г/см³, но чаще всего значения ее в пластовых условиях находятся в пределах 0,5—0,8 г/см³.

Вязкость пластовой нефти также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях, что обусловлено газосодержанием пластовой нефти и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения.

Коэффициент сжимаемости однофазной нефти (при давлении выше давления насыщения) весьма сильно зависит от газосодержания, а также от температуры и давления. Сжимаемость легких, содержащих много газа, нефтей существенно выше сжимаемости более плотных, малогазонасыщенных нефтей. Величины коэффициентов сжимаемости большинства пластовых нефтей лежат в диапазоне $(10 \div 50) \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹.

Для залежей, где пластовые давления значительно превышают давление насыщения, важно установить значения коэффициентов сжимаемости в различных интервалах давления, что необходимо для прогноза нефтеотдачи и текущей добычи нефти при упругом режиме работы залежей. Использование какого-либо одного среднего значения коэффициента сжимаемости во всем диапазоне изменения давления от начального пластового до давления насыщения в этих условиях, как правило, приводит к значительным погрешностям. Коэффициент теплового расширения пластовых нефтей играет важную роль при проектировании тепловых методов разработки нефтяных месторождений. Для большинства известных нефтей его значения колеблются в пределах $(1 \div 20) \cdot 10^{-4}$ °C⁻¹.

В настоящее время все физические свойства пластовых нефтей исследуют в специальных лабораториях по глубинным пробам, отобранным герметичными пробоборборниками. Плотность и вязкость обычно находят при начальном пластовом давлении, тогда как остальные параметры — при начальном давлении и при постепенно снижающемся давлении. В результате составляют графики изменения соответствующих коэффициентов в зависимости от давления (а иногда и от температуры).

В литературе предлагаются различные расчетные и графические зависимости для нахождения некоторых параметров пластовых нефтей. Однако состав природных нефтей и насыщающих их газов настолько разнообразен, что эти зависимости могут использоваться только для самых приближенных оценок.

1.3. Свойства углеводородных газов и конденсатов

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных углеводородов, химическая формула которых имеет вид C_nH_{2n+2} . Обычно основным компонентом является метан CH_4 , его содержание достигает 98 %. Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые углеводороды: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , нормальный бутан nC_4H_{10} , изобутан iC_4H_{10} , пентан C_5H_{12} и др., а также неуглеводородные компоненты: азот N_2 , двуокись углерода CO_2 , сероводород H_2S , гелий He , аргон Ar .

Компонентный состав газов выражают в процентах или долях единицы по объему. Знание компонентного состава необходимо при определении физических свойств газов расчетными методами. Основные свойства компонентов природных газов приведены в табл. 8.

Молекулярная масса M природных газов обычно равна 16—20 и вычисляется по зависимости

$$M = \sum_{i=1}^n M_i x_i, \quad (V.9)$$

где M_i — молекулярная масса i -го компонента газа; x_i — объемное содержание i -го компонента в долях единицы.

Плотность газа ρ_g в стандартных условиях можно рассчитать по выражению

$$\rho_g = \frac{M}{V_m} = \frac{M}{24,05}, \quad (V.10)$$

где V_m — объем 1 моль газа при стандартных условиях, m^3 .

Обычно ρ_g находится в пределах 0,73—1,0 kg/m^3 .

Плотность газа сильно зависит от давления и температуры, и поэтому для практических целей является неудобной величиной.

Чаще используют относительную плотность газа ρ_r по воздуху, равную отношению плотности газа ρ_g к плотности воздуха ρ_v , взятой при тех же давлении и температуре.

Состояние идеальных газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клапейрона — Менделеева

$$pV_n = nRT, \quad (V.11)$$

где p — давление, МПа; T — температура, К; V_n — объем идеального газа, m^3 ; n — число киломолей газа; R — универсальная газовая постоянная.

Реальные углеводородные газы отклоняются от законов идеальных газов, и уравнение Клапейрона — Менделеева для реальных газов записывается в виде:

$$pV_p = zNRT, \quad (V.12)$$

где z — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа.

Сравнением формул (V.10) и (V.11) нетрудно установить, что коэффициент сверхсжимаемости реальных газов — это отношение объемов равного числа молей реального и идеального газов при одинаковых термобарических условиях:

$$z = \frac{V_p}{V_n}. \quad (V.13)$$

Таблица 8

Основные свойства компонентов природных газов

Параметры	Обозначения	CH_4	C_2H_6	C_3H_{10}	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	C_6H_{14}	C_7H_{16}	N_2	CO_2	H_2S
Молекулярная масса	M	16,04	30,07	44,10	58,12	58,12	72,15	72,15	86,17	100,2	28,02	44,01	34,02
Объем 1 кг газа, м^3	$\frac{22,4}{M}$	1,4	0,74	0,508	0,385	0,385	0,31	0,31	0,262	0,223	0,799	0,509	0,658
Плотность по воздуху	$\frac{M}{28,97}$	0,554	1,038	1,522	2,006	2,006	2,49	2,49	2,974	3,459	0,967	1,514	1,173
Масса 1 м^3 газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,714	1,35	1,97	2,85	2,85	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964	1,517
Критическое давление, мПа	$p_{\text{кр}}$	4,58	4,86	4,34	3,82	3,57	3,28	3,30	2,96	2,70	3,46	7,50	8,89
Критическая температура, К	$T_{\text{кр}}$	191	305	370	407	425	461	470	508	540	124,9	304,1	373,4

Наиболее достоверные значения коэффициентов сверхсжимаемости получают на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. В случае отсутствия этих исследований прибегают к расчетному методу оценки

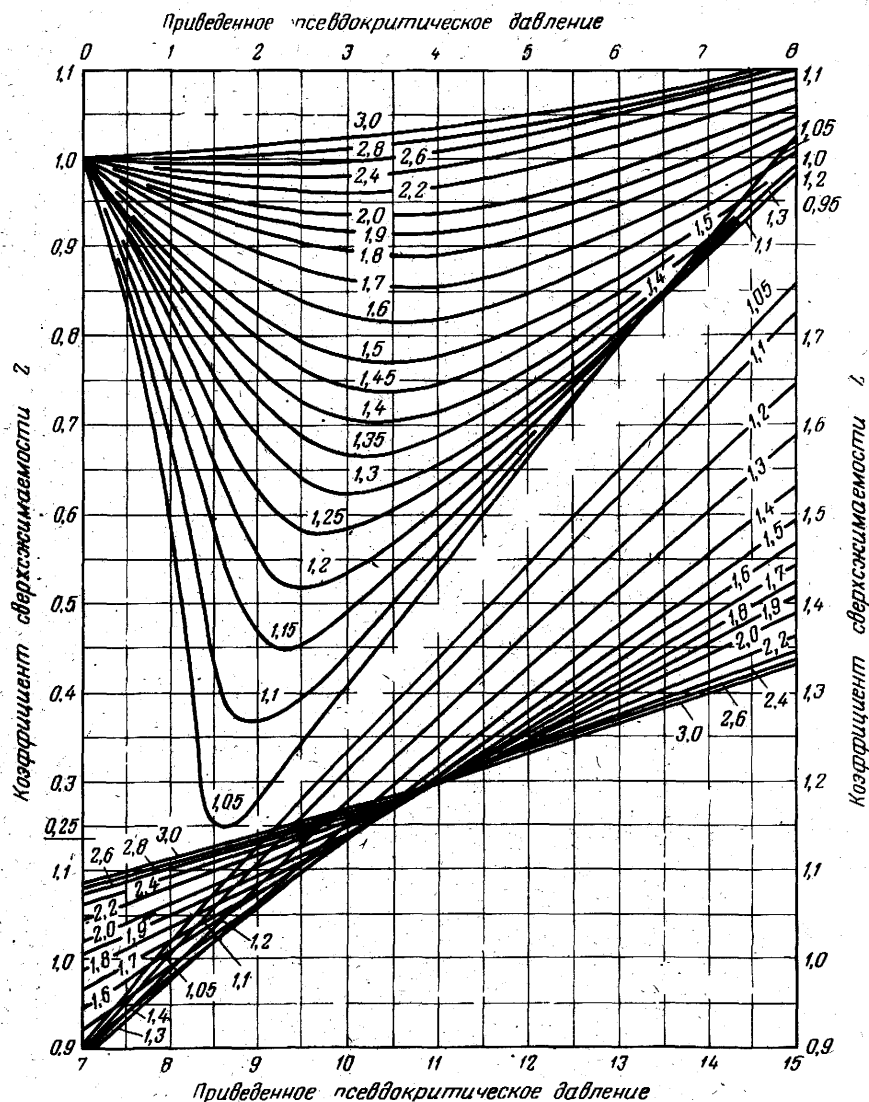


Рис. 30. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости углеводородного газа от приведенных псевдокритических давления и температуры (по Р. Брауну). Шифр кривых — значения приведенной псевдокритической температуры

по графику Г. Брауна (рис. 30). Для использования графика необходимо знать приведенное псевдокритическое давление P_r и приведенную псевдокритическую температуру T_r данного газа. Их определяют двумя методами.

1. Если компонентный состав газа известен, на основе табл. 8 и среднего компонентного состава рассчитывают псевдокритические (средние критические) давление и температуру:

$$P_r = \sum_{i=1}^n (x p_{кр})_i \quad (V.14)$$

$$T_r = \sum_{i=1}^n (x T_{кр})_i.$$

Затем находят приведенные псевдокритические давление и температуру при данных давлении p и температуре T :

$$P_R = \frac{p}{p_r}; \quad (V.15)$$

$$T_R = \frac{T}{T_r}. \quad (V.16)$$

2. Если состав газа неизвестен, то его псевдокритические давление и температуру определяют по графикам (рис. 31) в зависимости от относительной плотности.

При содержании в газе сероводорода H_2S , азота N_2 и двуокиси углерода CO_2 в значения псевдокритических давления и температуры, определенные по графикам, вводят поправки с соответствующим знаком. Величины поправок определяют по дополнительным графикам, приведенным на рис. 31. Приведенные псевдокритические параметры вычисляют затем по формулам (V.15) и (V.16).

При наличии в природном газе азота, сероводорода и двуокиси углерода более 15 % по объему следует пользоваться только первым методом.

Объемный коэффициент пластового газа b_g , представляющий собой отношение объема газа $V_{пл}$, который он занимает в пластовых условиях, к объему $V_{ст}$, который он будет занимать в стандартных условиях. Его можно найти, выражая объем газа через уравнение Клапейрона—Менделеева:

$$b_g = \frac{V_{пл}}{V_{ст}} = \frac{z N R T_{пл} p_{ст}}{p_{пл} N R T_{ст}} = z \frac{p_{ст} T_{пл}}{p_{пл} T_{ст}}. \quad (V.17)$$

Поскольку $p_{ст}/T_{ст} = 0,1033/293 = 0,000352$, имеем

$$b_g = 0,000352 \frac{T_{пл}}{p_{пл}}. \quad (V.18)$$

Из уравнения (V.18) видно, что объемный коэффициент пластового газа рассчитывается, по существу, на основе тех же исходных данных, по которым определяется и коэффициент сжимаемости.

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Как сопутствующий газу компонент он подразделяется на сырой и стабильный.

Сырой конденсат — это жидкость, выделяющаяся непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях углеводородов, т. е. из пентанов и вышекипящих, в которых растворено некоторое количество газообразных углеводородов — бутанов, пропана и этана, а также сероводорода и других газов.

Стабильный конденсат состоит из жидких углеводородов — пентана и вышекипящих. Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится

в пределах 40—200 °С. Молекулярная масса 90—160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ и находится в прямой зависимости от группового углеводородного состава.

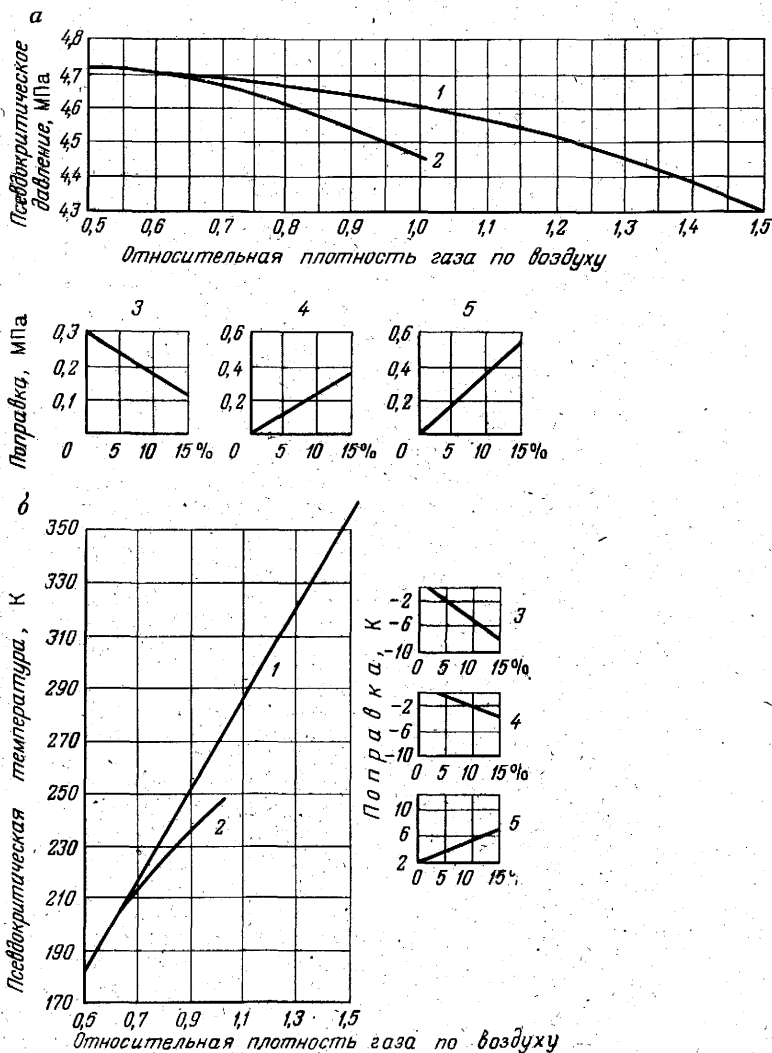


Рис. 31. Зависимость псевдокритических давления (а) и температуры (б) от плотности углеводородных газов по воздуху:

1 — газовые месторождения; 2 — газоконденсатные месторождения; поправки к величинам псевдокритических давления и температуры за счет содержания: 3 — азота, 4 — диоксида углерода, 5 — сероводорода

Важным параметром газа конденсатных залежей является давление начала конденсации (точка росы). По мере разработки газоконденсатных залежей и снижения в них пластового давления ниже давления начала конденсации из газа выделяется жидкая фаза — конденсат в пласто-

вых условиях. Это не только приводит к потерям углеводородов в залежах, но и отражается на подсчете запасов, поскольку изменяются объем пор пласта, занятых газом, состав и свойства газа. Поэтому при исследованиях газоконденсатных залежей необходимо производить анализы газа на самой ранней стадии разработки.

Для подсчета запасов, проектирования разработки, обустройства промыслов и рациональной эксплуатации газоконденсатных залежей необходимо иметь сведения о следующих параметрах: содержании сырого конденсата (конденсатногазовый фактор) в $1 \text{ см}^3/\text{м}^3$ отсепарированного газа; компонентный состав сырого конденсата и отсепарированного газа; содержание жидких углеводородов $\text{C}_2 + \text{выш.}$ и их физические свойства (молекулярная масса, плотность и др.); состав пластового газа. Коэффициент сверхсжимаемости, а также запасы пентанов + вышекипящие, бутанов, пропана и этана должны определяться только исходя из состава пластового (а не отсепарированного) газа. Состав пластового газа обычно рассчитывают на основе состава отсепарированного газа, сырого конденсата и конденсатногазового фактора.

Таким образом, при изучении газовых и газоконденсатных залежей в отличие от нефтяных можно судить о свойствах этих флюидов в пластовых условиях без отбора и анализа глубинных проб.

1.4. Свойства вод нефтяных и газовых месторождений

Подземные воды нефтяных и газовых месторождений содержат растворенные соли, ионы, коллоиды и газы. Под химическим составом воды понимают состав растворенных в ней веществ, исключая растворенные газы. В водах найдено более 50 химических элементов, но значительным распространением пользуются немногие из них.

Главными в природных водах являются шесть ионов, содержащих восемь элементов. Среди них три аниона — хлор (Cl^-), сульфат (SO_4^{2-}) и гидрокарбонат (HCO_3^-) и три катиона — натрий (Na^+), кальций (Ca^{2+}) и магний (Mg^{2+}). Помимо этих главных ионов значительно распространены в водах карбонат-ион (CO_3^{2-}), калий (K^+) и железо (Fe^{2+} и Fe^{3+}). Остальные элементы встречаются в ничтожных количествах (микрокомпоненты). Из них наиболее известны бром (Br^-), иод (I^-), аммоний (NH_4^+), литий (Li^+), стронций (Sr^{2+}) и др.

Содержание отдельных ионов в воде определяют в специальных химических лабораториях и выражают в массовой (г/100 г или г/л раствора), эквивалентной массовой (г-экв/100 г или г-экв/л раствора) и в процент-эквивалентной формах. При выражении в эквивалентной массовой и процент-эквивалентной формах суммарное содержание катионов должно быть равно суммарному содержанию анионов.

Суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов называется минерализацией воды. Она обычно выражается в г/100 г или в г/л раствора. Минерализация, выраженная в г/100 г, численно соответствует массовой процентной форме выражения минерализации. При пересчете минерализации из г/л в г/100 г необходимо учитывать плотность воды (особенно для сильноминерализованных рассолов).

Минерализация вод нефтяных и газовых месторождений меняется в очень широких пределах — от пресных вод с содержанием солей менее 1 г/л до крепких рассолов с минерализацией 400 г/л и более. Минерализация и химический состав вод определяют все их физико-химические свойства в поверхностных условиях (плотность, вязкость, электропроводность, реакция среды, щелочность и др.).

Свойства подземных вод в пластовых условиях определяют по глубинным пробам вод, отобранными глубинными пробоборборниками. При изучении пластовых вод в отличие от пластовых нефтей возникают дополнительные трудности, связанные с электропроводностью и коррозионной активностью вод. Поэтому большинство свойств подземных вод в массовых масштабах

в пластовых условиях экспериментально не определяют, а используют различные графические и расчетные зависимости свойств подземных вод от их минерализации, химического состава, газосодержания, температуры и давления. Сравнение расчетных данных с имеющимися результатами прямого определения свойств подземных вод в пластовых условиях показывает, что эти методы обладают удовлетворительной для практических целей точностью для условий большинства известных месторождений.

Газосодержание подземных вод обычно не превышает 1,5—2,0 м³/м³, во многих случаях оно составляет 0,2—0,5 м³/м³. В составе водо-

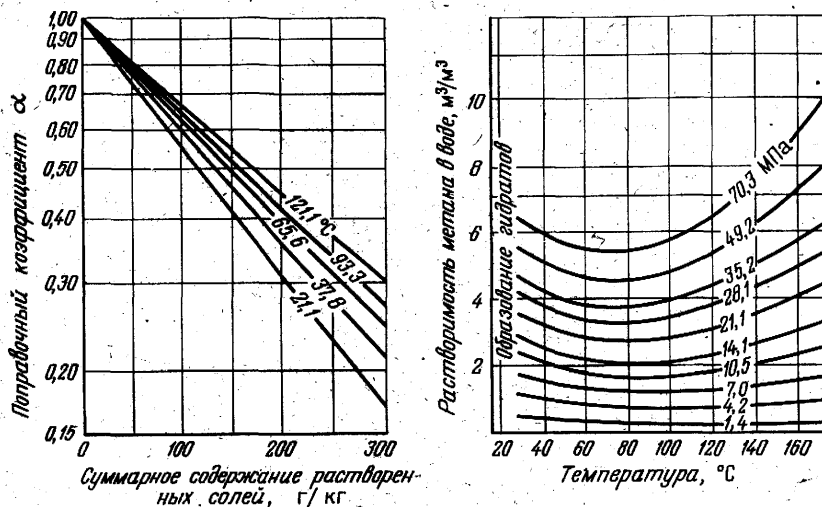


Рис. 32. Зависимость растворимости природного газа в воде от давления и температуры. α — отношение содержания растворенного газа в соленой воде к его содержанию в пресной воде

растворенного газа обычно преобладает метан, затем следуют азот, двуокись углерода, гомологи метана, гелий и аргон. В некоторых случаях доминирующее положение занимают азот или уголекислота. При углекислотном составе газа в связи с очень высокой растворимостью двуокиси углерода в воде газосодержание подземных вод аномально возрастает, достигая иногда 10—20 м³/м³ и более.

Фактическое газосодержание подземных вод можно определить только на основе анализа глубинных проб воды. Максимальное потенциально возможное газосодержание определяется растворимостью газа в воде, которая зависит от давления, температуры, минерализации воды и состава газа.

Растворимость газов в воде детально изучена А. Ю. Намиотом и М. М. Бондаревой (1963 г). Для практических целей с достаточной степенью точности растворимость природного углеводородного газа в воде может быть определена по графику (рис. 32) с учетом поправки на минерализацию воды.

Для вычисления растворимости газа в пластовой воде (т. е. определения максимального возможного газосодержания) по рис. 32 находят растворимость газа $S'_{д.в}$ в дистиллированной воде при соответствующих пластовых давлениях и температуре. Затем определяют поправочный коэффициент α на мине-

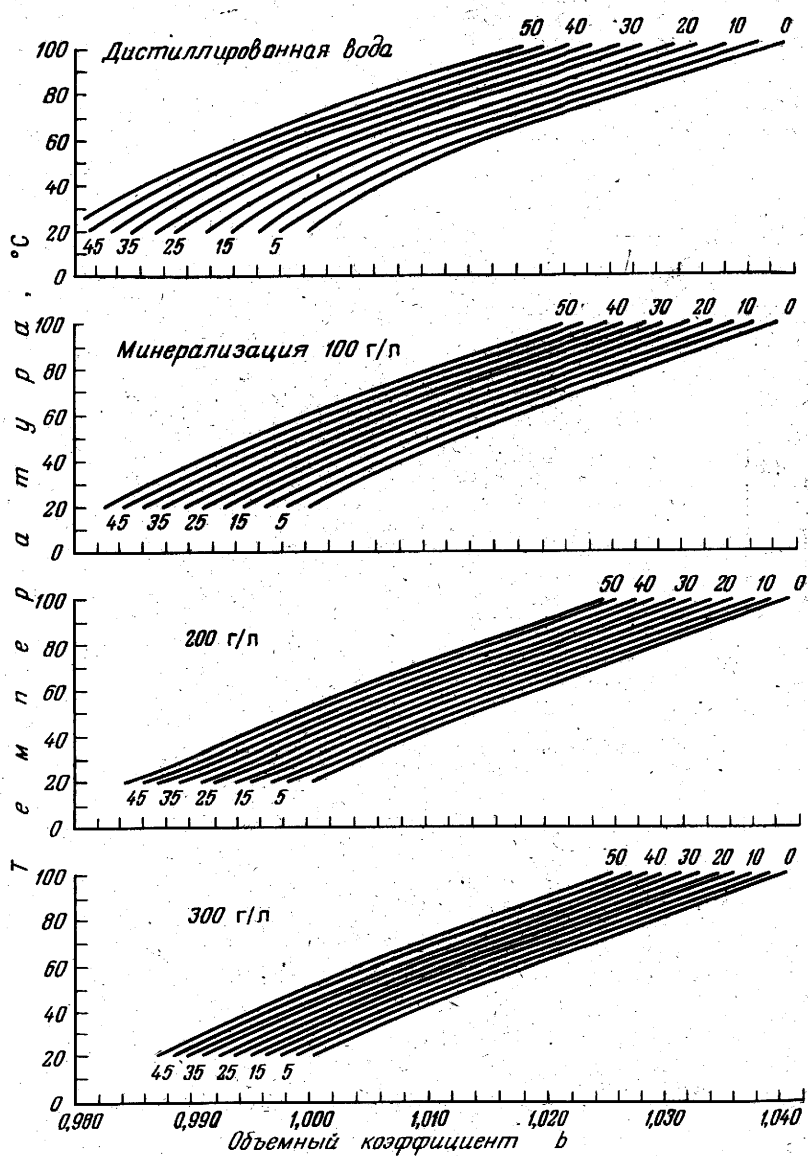


Рис. 33. Зависимость объемного коэффициента воды без растворенного газа от температуры и давления. Шифр кривых — давление в МПа

рализацию воды. Растворимость газа в пластовой воде вычисляют по формуле

$$S'_r = S'_{дв} \alpha, \quad (V.19)$$

Изложенная методика дает удовлетворительные результаты только для тех природных газов, в составе которых преобладает метан. При азотном и особенно углекислом составе газа ее применять нельзя.

Следует обратить внимание, что полученная расчетным путем растворимость газа в пластовой воде характеризует только потенциальную способность воды к растворению газов. Ее фактическое газосодержание может быть гораздо меньше растворимости газов.

Давление насыщения (упругость) водорастворенных газов зависит от газосодержания, состава газа, минерализации и химического состава воды, а также от пластовой температуры. Давление насыщения может быть равным пластовому или ниже его. Оно определяется тремя методами: 1) по анализу глубинных проб воды (аналогично определению давления насыщения газов нефти); 2) промером газосодержания по стволу водяных скважин; 3) расчетным путем по составу газа и воды. Два первых метода — прямые, и их использование предпочтительнее.

Сущность второго метода. предложенного И. К. Зерчаниновым, состоит в следующем. В четырех-пяти точках последовательно сверху вниз по стволу скважины определяют газосодержание воды по глубинным пробам. По полученным данным составляют график изменения газосодержания с глубиной. Точка перегиба графика соответствует глубине, где давление столба воды равно давлению насыщения. Если перегиб на графике отсутствует, то это означает, что давление насыщения равно пластовому давлению.

Расчетный метод определения давления насыщения водорастворенных газов подробно описан в книге А. Ю. Намиота и М. М. Бондаревой (1963 г.).

Объемный коэффициент пластовой воды зависит от минерализации, химического состава, газосодержания воды, пластового давления и пластовой температуры. Наибольшее влияние на его величину оказывают пластовая температура и минерализация воды. Поскольку газосодержание подземных вод обычно не превышает $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$, влияние его весьма невелико и в большинстве случаев может не учитываться.

Объемный коэффициент пластовых вод нефтяных и газовых месторождений колеблется от 0,98 до 1,20. При отсутствии анализов глубинных проб пластовой воды для определения величины объемного коэффициента в зависимости от минерализации, пластовых давления и температуры используют графики Ю. П. Гаттенбергера (рис. 33). Если минерализация исследуемой воды не соответствует минерализации, отмеченной на графиках, то берут данные для минерализаций, большей и меньшей исследуемой, и по ним вычисляют объемный коэффициент исследуемой воды, пользуясь правилом пропорции. Рекомендуемый метод определения объемного коэффициента не учитывает влияния растворенного газа, что для большинства вод нефтяных и газовых месторождений вполне допустимо.

Плотность воды в пластовых условиях зависит главным образом от ее минерализации, пластовых давления и температуры. Как правило, величины плотности воды в пластовых условиях отличается от ее значений в по-

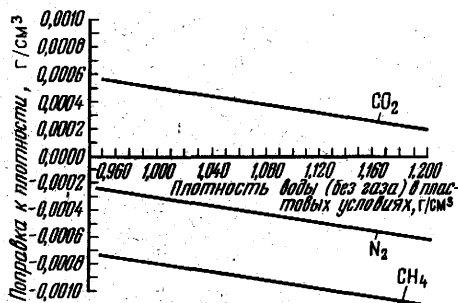


Рис. 34. Поправки к плотности пластовой воды за счет растворенного газа при газосодержании $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$

верхностных условиях не более чем на 20 %. В большинстве случаев вода в пласте менее плотная, чем на поверхности, поскольку пластовая температура обычно намного выше стандартной температуры 20 °С. Однако в условиях пониженных пластовых температур, например в зоне развития вечномерзлых пород, плотность воды в пластах может быть равна или даже несколько больше плотности воды в поверхностных условиях.

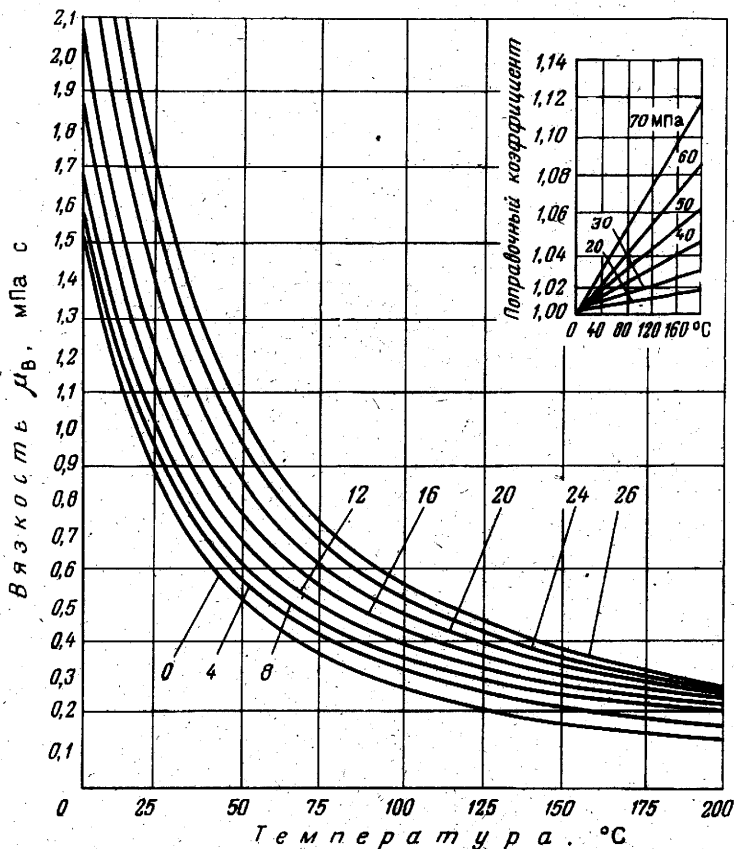


Рис. 35. Зависимость вязкости воды η_v от температуры при различных концентрациях NaCl. Шифр кривых — концентрация NaCl в г/100 г

При отсутствии анализов глубинных проб пластовой воды ее плотность в пластовых условиях рекомендуется рассчитывать по формуле (V.6) в зависимости от плотности в поверхностных условиях и объемного коэффициента. Последний находится по графикам на рис. 33.

Влияние газосодержания на плотность подземных вод в большинстве случаев очень незначительно и может не учитываться. Для некоторых точных расчетов и при газосодержании более 1 м³/м³ поправки к плотности подземных вод за счет влияния растворенного газа находят по графику Ю. П. Гаттенбергера (рис. 34). Поправка прямо пропорциональна общему газосодержанию и зависит от состава водорастворенного газа. Суммарная поправка вычисляется и вводится с учетом соответствующего знака.

Зная плотность пластовой воды с учетом растворенного газа и плотность воды в стандартных условиях, можно рассчитать истинное значение объем-

ного коэффициента (с учётом влияния газосодержания), пользуясь соотношением (V.5).

Вязкость подземных вод зависит в первую очередь от температуры, а также от минерализации и химического состава воды. Газосодержание и давление оказывают гораздо меньшее влияние. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2—1,5 мПа·с.

Вязкость воды следует определять экспериментально по глубинным пробам. Возможны также определения вязкости на пробах дегазированной воды, но с поддержанием пластовой температуры. Этот прием используется при температурах до 100 °С. В случае отсутствия прямых определений вязкость пластовой воды рекомендуется оценивать по графику (рис. 35) в зависимости от минерализации и температуры с внесением поправочного коэффициента на давление.

Сжимаемость пластовой воды несколько изменяется в различных интервалах давления, но в основном зависит от минерализации, химического состава, пластовой температуры и газосодержания. Коэффициент сжимаемости вод нефтяных и газовых месторождений обычно лежит в пределах $(3 \div 5) \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Эта величина в целом небольшая (вода — плохо сжимаемая жидкость). Но, поскольку в недрах существуют высокие пластовые давления, со сжимаемостью воды приходится считаться при ряде точных расчетов.

В случае отсутствия анализов глубинных проб воды, ее коэффициент сжимаемости β_v рекомендуется определять по формуле В. Н. Мамуны:

$$\beta_v = \beta'_v (1 + 0,05 S_r), \quad (V.20)$$

где β'_v — коэффициент сжимаемости дегазированной пластовой воды; S_r — газосодержание пластовой воды, м³/м³.

Для определения коэффициента сжимаемости β'_v дегазированной пластовой воды

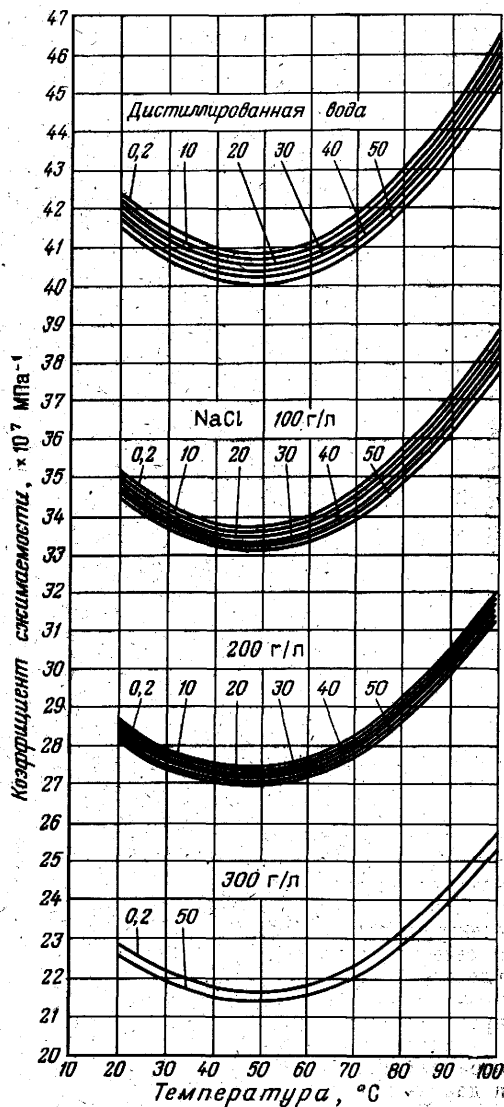


Рис. 36. Зависимость коэффициента сжимаемости воды от давления и температуры при различных концентрациях NaCl (по Д. Лонгу и Д. Кьеричи). Шифр кривых — давление в МПа.

предложены различные эмпирические формулы и графики. Рекомендуется использовать наиболее полные графики Д. Лонга и Д. Кьеричи (рис. 36). По ним определяют сжимаемость дегазированной воды в зависимости от минерализации, температуры и давления. При отсутствии определений фактического газосодержания пластовой воды можно оценить ее максимально возможное газосодержание по графикам растворимости (см. рис. 32) и формуле (V.19).

Коэффициент теплового расширения воды несколько изменяется при различном давлении, но в основном зависит от температуры и минерализации. В случае отсутствия анализов глубинных проб воды α можно определить по графикам (рис. 37).

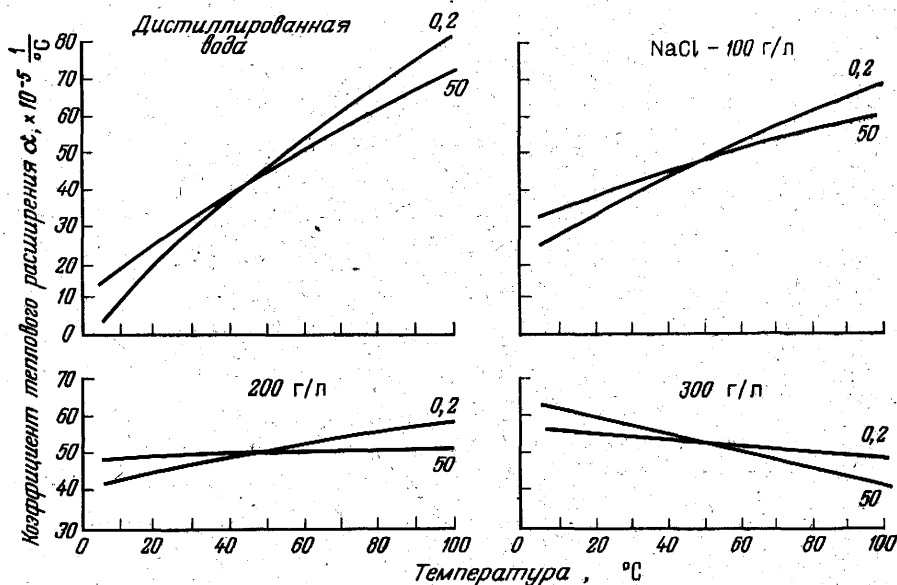


Рис. 37. Зависимость коэффициента теплового расширения воды от температуры и давления при различных концентрациях NaCl (по Ю. П. Гаттенбергеру и А. Я. Кулапину). Шифр кривых — давление в МПа

Электропроводность природных вод обусловлена их электролитическими свойствами. Носителями электрических зарядов служат ионы, на которые диссоциированы растворенные вещества. Мерой электропроводности принято удельное электрическое сопротивление, которое определяется как электрическое сопротивление такого проводника электрического тока, длина и сечение которого равны единице. На практике единицей электрического удельного сопротивления служит $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}/\text{м}^2$, т. е. $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для количественной интерпретации материалов электрометрии скважин.

Удельное электрическое сопротивление природных вод зависит от их минерализации, химического состава и температуры. Влияние газосодержания и давления изучено недостаточно, но имеющиеся малочисленные определения показывают, что эти факторы не оказывают заметного воздействия на величину удельного сопротивления воды.

Обычно удельное сопротивление измеряют на поверхностных пробах воды с созданием пластовой температуры. При отсутствии прямых определений его можно найти по графику (рис. 38) в зависимости от минерализации и температуры.

При использовании графика желательно по составу пластовой воды вычислить эквивалентную концентрацию NaCl. Это достигается путем умножения содержания различных ионов на следующие переводные коэффициенты: Na^+ —1, Ca^{2+} —0,95; Mg^{2+} —2,0; Cl^- —1,0; SO_4^{2-} —0,5; HCO_3^- —0,27. Полученная таким образом сумма дает эквивалентную концентрацию NaCl в воде. Этим графиком можно пользоваться для большинства вод нефтяных и газовых месторождений, однако при наличии значительного количества (более 10 %) гидрокарбонатов он дает существенные погрешности.

Удельное электрическое сопротивление вод нефтяных и газовых месторождений в большинстве случаев лежит в пределах 0,01—1,0 Ом·м.

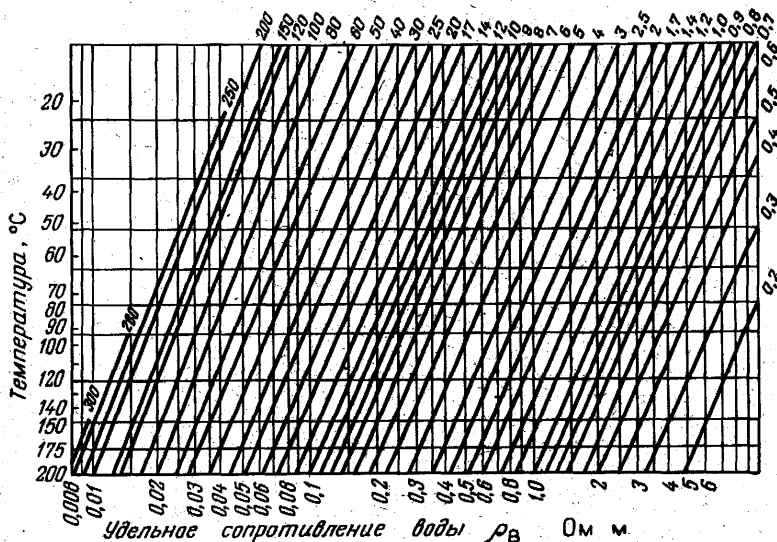


Рис. 38. Зависимость удельного электрического сопротивления воды от температуры и концентрации NaCl. Шифр кривых — концентрация NaCl в г/кг

§ 2. Особенности отбора проб в разных условиях для получения достоверных данных о свойствах нефти, газа и воды

Исследование свойств нефтей, газов и воды начинается с отбора проб. Для исследования свойств в пластовых условиях необходимо отбирать глубинные пробы с сохранением естественного газосодержания нефти и воды, пластового давления и температуры. Глубинные пробоотборники после отбора проб герметически закрывают в скважине в точке отбора, чтобы не допустить удаления газа. В процессе подъема пробоотборника на поверхность и транспортировки герметически закрытой пробы в лабораторию происходит снижение температуры пробы и соответственно изменяется давление. Но в лаборатории пробы вновь доводят до пластовой температуры и только после этого выполняют анализ свойств пластовых жидкостей и газов.

По этим же пробам определяют необходимые свойства в различных интервалах давления и температуры. После окончания анализов дегазированная нефть и вода могут быть использованы для проведения химического анализа и определения свойств в поверхностных условиях. Для этих же целей применяют поверхностные пробы, отбираемые в стеклянные бутылки с устьев скважин, из сепараторов или из трубопроводов и мерных емкостей.

При отборе глубинных проб особое внимание необходимо обращать на доброкачественность и представительность проб. Доброкачественными могут считаться те пробы, которые отвечают фактическим пластовым условиям. При отборе проб, не отвечающим пластовым условиям, лабораторные исследования дадут неправильные характеристики, ничего общего не имеющие с истинными свойствами пластовых жидкостей и газов. Представительными считаются только те пробы, которые характеризуют начальную, не затронутую разгазированием нефть или воду. Поэтому чрезвычайно важно провести отбор в процессе разведки и начальной стадии разработки, пока еще не нарушены начальные пластовые условия. Исследовать необходимо все разведочные скважины, давшие приток нефти, газа или воды, а также эксплуатационные скважины, расположенные на значительном расстоянии от разведочных, чтобы пробы пластовой нефти равномерно освещали площадь и разрез месторождения.

В дальнейшем пробы отбирают из контрольных скважин, используя результаты для оценки изменения параметров пластовой нефти в процессе разработки месторождения. Число контрольных скважин должно составлять 1—5 % от скважин эксплуатационного фонда, но обычно не более 10. Контрольные пробы отбирают ежегодно до конца разработки месторождения.

Из каждой исследуемой скважины рекомендуется отбирать по три параллельные пробы, по результатам которых судят о представительности отобранной для анализа нефти и качестве выполненных анализов.

Для получения качественных и представительных глубинных проб их отбирают, как правило, в фонтанирующих скважинах, дающих чистую нефть или газ, или воду. Этим обеспечивается очистка интервала ствола скважины, из которого берут пробы, от примесей промывочной жидкости, а также достигается лучшая промывка пробоотборников с проточной камерой. Особенности отбора глубинных проб в глубиннонасосных и простаивающих скважинах анализируют специально.

Трудности, возникающие при выборе методики отбора представительных глубинных проб нефти и воды, в значительной степени зависят от состояния пластового и забойного давлений в данный период разработки залежи нефти по отношению к давлению насыщения нефти газом.

Когда пластовое и забойное давление выше давления насыщения (упруго-водонапорный, упругий и водонапорный режимы), на забой скважины поступает и на определенную высоту поднимается пластовая нефть в однофазном состоянии. В этом случае отбор глубинных проб нефти наиболее прост и надежен, совпадение результатов анализов параллельно отобранных проб — вполне удовлетворительное и трудности, встречающиеся при отборе глубинных проб, носят технический характер. Если давление на забое или в месте отбора пробы близко к давлению насыщения, рекомендуется перевести работу скважины на несколько пониженный дебит, чтобы уменьшить депрессию на пласт и тем самым повысить забойное давление на величину, обеспечивающую отбор представительной пробы.

Если давление насыщения выше забойного давления, но ниже пластового, то на забой поступает нефть в двухфазном состоянии, хотя свободный газ выделяется только в призабойной зоне пласта, а на основной площади пласта фильтруется однофазная нефть. В этом случае отбор представительных проб пластовой нефти возможен, если извлечь из пласта объем газонефтяной смеси, находящейся в двухфазной депрессионной области и заменить его нефтью из однофазной области. Для этого скважину следует перевести на работу с пониженным дебитом, при котором забойное давление оказывается равным давлению насыщения или несколько больше него, и выждать время, необходимое для подхода к скважине представительной пластовой нефти. Это время можно оценить ориентировочным расчетом по соответствующим формулам С. Г. Каменецкого и В. Н. Мамуны, а также установить опытным путем, отбирая из скважины ежедневно по две-три пробы в течение нескольких суток. Стабильное значение газосодержания и давления насыщения в трех последовательно отобранных пробах свидетельствует о подходе представительной пластовой нефти.

Наиболее сложные условия возникают когда не только забойное, но и пластовое давление снижено ниже давления насыщения. В этом случае в пласте развивается режим растворенного газа и газонефтяная смесь на забое действующей скважины содержит значительно больше газа, чем его содержалось первоначально в нефти. Получение представительных проб, характеризующих первоначальную нефть, в этих условиях невозможно. Поэтому пробы необходимо дополнительно привести к пластовым условиям или приготовить рекомбинированные пробы из нефти и газа, отобранных в промысловых сепараторах. Чтобы довести пробы до пластовых условий, В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин и Б. В. Ульянинский рекомендуют отбирать глубинным пробоотборником первую пробу нефти без свободного газа, что достигается использованием пробоотборников с предварительно закрытым нижним клапаном. Затем надо взять еще ряд проб при тех же условиях и в них растворить дополнительное количество газа до насыщения нефти при первоначальных пластовых давлении и температуре. Затем следует провести ступенчатое разгазирование, в процессе которого снизить давление до давления насыщения первой пробы нефти. Если свойства оставшейся нефти совпадут со свойствами первой пробы, характеризующей состояние нефти в данный момент разработки, то рекомбинация проведена правильно. В противном случае рекомбинацию повторяют до получения представительной пробы.

Некоторые суждения о первоначальном газосодержании нефти можно составить по промысловым замерам газового фактора. Период стабильного газового фактора обычно соответствует условиям работы скважин без выделения газа в пласте. Поэтому газовый фактор в этот отрезок времени плюс остаточное газосодержание нефти после прохождения промысловых сепараторов соответствуют в первом приближении первоначальному газосодержанию пластовой нефти. Имея на основе анализов позднейших глубинных проб нефти зависимость ее свойств (давления насыщения, плотности, объемного коэффициента и др.) от газосодержания, можно определить эти свойства при первоначальном газосодержании. Желательно прибегать к этому приему параллельно с анализом рекомбинированных проб.

Значительные сложности представляет отбор представительных проб пластовой нефти на тех месторождениях, где эксплуатация всех скважин ведется глубинными насосами. Чаще всего при насосной эксплуатации глубинные пробы не отбирают вообще или отбор производят при остановке скважины после подъема оборудования и восстановления статического уровня, что требует больших затрат и приводит к существенным потерям добычи нефти. Чтобы избежать этих нежелательных явлений, В. М. Файнштейном разработана технология отбора глубинных проб при создании дополнительного противодействия на пласт компрессором с одновременным отбором нефти компрессорным способом.

Отбор глубинных проб из газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин также имеет свою специфику, обусловленную высокими устьевыми давлениями, большими скоростями потока в трубах и наличием небольшого количества жидкой фазы (конденсат, гидраты, нефть) по отношению к газовой фазе. Движение газа и небольших количеств жидкой фазы происходит таким образом, что в центральной части фонтанных труб поднимается газ, а по стенкам — жидкость. При этом жидкая фаза срывается со стенок от неровностей и стыков труб, некоторое время поднимается в общем потоке с газом, но затем вновь оказывается на внутренних стенках труб, по которым она движется вверх, увлекаемая центральным газовым потоком. В зависимости от места остановки пробоотборника им будет отобрано меньшее или большее количество жидкой фазы. При остановке в области невозмущенного потока, когда жидкость поднимается в основном по стенкам труб, в пробоотборнике будет лишь одна газовая фаза. При отборе проб из остановленных газоконденсатных и газонефтяных скважин можно получить лишь одну жидкую фазу. После остановки таких скважин жидкость стекает на забой, образуя столб определенной высоты, под уровнем которого может оказаться пробоотборник. В пробоотборниках с клапанным механизмом, срабатывающим от перепада давления, может произойти разбавление пластовой

пробы газом в лубрикаторе или в верхней части фонтанных труб. Открытие клапанов здесь может быть вызвано охлаждением пробоотборника и соответствующим снижением в нем давления.

Все эти трудности обусловили необходимость предварительного анализа работы скважин и выбора в каждом случае индивидуальной технологии отбора глубинных проб. О составе и свойствах пластового газа газоконденсатных месторождений чаще судят не по глубинным пробам, а на основе расчетов по материалам анализа поверхностных проб.

В некоторых случаях приходится выбирать глубинные пробы из простаивающих или остановленных нефтяных скважин. К этой же категории относятся пьезометрические водяные скважины. Весьма серьезное значение здесь приобретает вопрос о надежной промывке внутренней полости пробоотборника. Изменять скорость движения жидкости внутри пробоотборника за счет изменения зазора между приборами и внутренней стенкой труб, а также за счет изменения скорости спуска прибора на забой в широких пределах практически невозможно. Поэтому обычно в точке отбора пробы прибор некоторое время «расхаживают» с открытыми клапанами, т. е. периодически поднимают и опускают в небольшом интервале, давая возможность пластовой жидкости полностью заместить ту жидкость, с которой пробоотборник пришел к месту отбора глубинной пробы. Время для такого замещения устанавливается экспериментально для каждой модели пробоотборника. В целом для отбора глубинных проб из простаивающих скважин желательно применять пробоотборники с максимальным отношением площади входного отверстия к площади сечения промываемой приемной камеры.

При исследовании водяных скважин особое внимание следует уделять тому, чтобы отбираемые пробы характеризовали именно пластовую воду, а не смесь ее с посторонней технической водой. В отличие от действующих и остановленных нефтяных и газовых скважин опасность получения непредставительных проб здесь особенно реальна. Поэтому начинать заботиться о получении объективной информации о пластовой воде следует еще во время испытания водяных скважин. После перфорации колонны, промывки скважины и возбуждения пласта необходимо провести откачку до постоянного состава извлекаемой воды. Состав воды оценивают по содержанию ионов хлора, плотности и величине pH, причем эти определения производят непосредственно у скважины, не прерывая откачку. Состав воды считается постоянным, если в трех последовательно отобранных пробах значения указанных параметров не изменяются. В промежутках между отбором проб необходимо откачивать не менее одной трети объема ствола скважины. В конце откачки берут пробу воды с устья скважины в объеме 1,5 л и оставляют скважину на восстановление статического уровня. При установившемся статическом уровне (или устьевом избыточном давлении) отбирают три глубинные пробы из прифилтрового интервала скважины, а также измеряют пластовое давление и температуру.

В последнее время все большее число пластов опробуют в необсаженных скважинах с помощью испытателя пластов на бурильных трубах. В случае значительного притока жидкости представляет интерес изучение свойств полученной жидкости в пластовых условиях, что можно выполнить, отбирая глубинную пробу пробоотборником, который спускают в бурильные трубы. Но в основном жидкости, полученные испытателем иластов, исследуют по устьевым пробам, которые отбирают при подъеме бурильных труб на поверхность. При получении притока воды следует подходить с особой осторожностью к результатам анализов ее состава, имея в виду реальную возможность смешения пластовой и технической вод. Чтобы судить о степени представительности проб, рекомендуется отбирать их не менее чем в пяти точках столба воды в бурильных трубах.

Совершенно специфичны методы отбора проб и изучения погребенных вод нефтяных и газовых залежей. Большей частью погребенные воды не принимают участия в фильтрации и не поступают к забою эксплуатационных скважин. Они могут быть изучены в основном по кернам из скважин, пробуренных на безводном (битумном) растворе. Предполагается, что такой рас-

твор практически не вытесняет погребенную воду нефтяных пород и она вся остается в вынесенном керне.

Герметически законсервированные образцы керна передают на анализ в лабораторию. Из части образцов в аппаратах ЛП-4 отгоняют погребенную воду, затем на них определяют пористость. Эти данные позволяют подсчитать количественное содержание погребенной воды (водонасыщенности порового объема). Из второй части смежных образцов извлекают водорастворимые соли путем вытяжки их дистиллированной водой. Водная вытяжка затем анализируется на содержание основных ионов и солей. В результате всех определений выясняется как количественное содержание, так и химический состав погребенной воды залежи.

Сведения о химическом составе погребенной воды (но не о ее количестве!) могут быть получены также по анализам водных вытяжек солей из безводных нефтей и в некоторых случаях — по пробам воды, накапливающейся в зумпфах безводных нефтяных скважин.

Косвенные способы определения количественного содержания (но не состава) погребенной воды — по лабораторным исследованиям кернов, отобранных при бурении на обычных глинистых растворах (методами центрифугирования, капиллярной вытяжки и капиллярных давлений), или по материалам промыслово-геофизических исследований скважин — для своего применения требуют контроля прямым методом, а также знания условий формирования залежи, минерализации (удельного сопротивления) погребенной воды и ряда других условий.

По материалам прямого изучения состава погребенных вод установлено, что их минерализация может быть как больше, так и меньше минерализации пластовой воды, окружающей залежь. Так, для условий месторождений в палеоген-неогеновых отложениях Северного Кавказа, приуроченных к водонапорным системам инфильтрационного типа, характерно превышение минерализации погребенных вод в 1,4—8 раз по сравнению с пластовой. Напротив, для районов Урало-Поволжья с застойными пластовыми водами минерализация погребенных вод составляет всего 40—80 % от минерализации пластовой воды.

Ввиду малочисленности анализов истинной минерализации и состава погребенных вод их обычно принимают идентичными пластовой воде. Такое допущение может повлечь большие ошибки при количественном определении коэффициента водонасыщенности продуктивных пород по геофизическим данным, поскольку геофизический параметр насыщения зависит от удельного сопротивления погребенной воды.

§ 3. Методы прогнозирования изменений свойств нефти и газа в процессе разработки залежей

В процессе разработки большинства залежей нефти и газа свойства добываемой продукции в той или иной степени изменяются по мере извлечения запасов. Это происходит как вследствие продвижения к забоям скважин новых порций нефти и газа из участков, удаленных от скважин и характеризующихся иными свойствами этих флюидов, чем в непосредственной близости к добывающим скважинам, так и в результате физико-химических изменений нефтей и газов, происходящих под влиянием внедряющейся в залежи воды и изменения пластовых давления и температуры. Поэтому для обоснованных прогнозов изменений свойств нефти и газа в процессе разработки необходимо иметь четкие представления: а) о закономерностях изменения свойств нефти и газа по объему залежи до начала разработки; б) о процессах физико-химического взаимодействия нефтей и газов с водами, поступающими в продуктивный пласт (особенно с закачиваемыми водами иного состава, чем пластовая вода); в) о направлениях перемещения флюидов в продуктивном пласте в результате эксплуатации скважин; г) об изменениях пластовых давления и температуры в течение периода разработки залежи.

3.1. Закономерности изменения свойств нефти и газа по объему залежи

Полное единообразие свойств нефти и растворенного в ней газа в пределах одной залежи — довольно редкое явление. Для нефтяных залежей обычно изменения свойств достаточно закономерны и проявляются прежде всего в увеличении плотности, в том числе оптической плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т. е. от свода к крыльям и от кровли к подошве в мощных пластах. Фактическое изменение плотности в пределах большинства залежей обычно не превышает 0,05—0,07 г/см³. Однако очень часто градиент нарастания плотности и ее абсолютные значения резко возрастают в непосредственной близости к водонефтяному контакту (ВНК, рис. 39, 1, 2), где могут встречаться полутвердые асфальты и твердые битумы. Иногда эти малоподвижные нефтяные вещества образуют монолитный слой в подошве залежи, который полностью или частично запечатывает залежь, изолируя ее от законтурной водоносной зоны. Нередко плотность нефти



Рис. 39. Принципиальная схема изменения плотности нефти по объему залежей (по А. А. Карцеву)

выше изолирующего слоя практически постоянна (рис. 39, 3). В залежах «открытого» типа, приуроченных к пластам, выходящим на дневную поверхность, и запечатанных с головы асфальто-кирвыми породами, плотность нефти с увеличением глубины уменьшается, достигает минимума, а затем увеличивается по мере приближения к ВНК (рис. 39, 4). Описанные закономерности наиболее характерны для высоких залежей месторождений складчатых областей. Основной причиной их образования является гравитационная дифференциация (расслоение) нефтей по плотности внутри залежи, подобно расслоению газа, нефти и воды в пределах пласта. Существенное изменение свойств нефтей в зоне ВНК и в верхних частях нефтяных залежей открытого типа связано с окислительными процессами.

Для залежей платформенных областей с невысоким этажом нефтеносности и обширной зоной ВНК гравитационное расслоение проявляется гораздо слабее и основное влияние на изменение свойств нефтей оказывают окислительные процессы в зоне, подстилаемой подошвенной водой. Степень их влияния убывает по направлению от внешнего контура нефтеносности к внутреннему. Также более интенсивно они проявляются в лобовых частях залежей, омываемых свежими порциями пластовых вод. Нефть в тыловых участках обычно менее подвержена воздействию окислительных процессов. Поэтому для платформенных залежей обычно плотность нефти, ее вязкость, содержание асфальто-смолистых веществ и др. концентрично увеличиваются по площади от центральных участков к периферийным, достигая максимальных значений в «лобовых» (по отношению к направлению давления пластовых вод) частях залежей.

Некоторые платформенные залежи нефти характеризуются однонаправленным линейным изменением свойств нефти по площади, которое не связано явным образом с положением внутреннего контура и водонефтяной зоны.

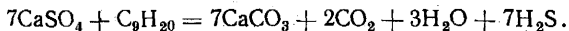
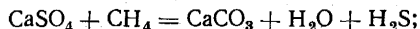
Одновременно с увеличением плотности нефти, как правило, растут ее вязкость и содержание асфальто-смолистых веществ и парафина, а также уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворенных газов.

Для газовых залежей во многих случаях наблюдается относительная стабильность состава газов по объему залежей, особенно залежей сухого газа, где преобладающий компонент — метан. Тем не менее, несмотря на высокую диффузионную активность газов, изменчивость их состава в пределах единой залежи — далеко не редкое явление. Наиболее резко она проявляется в содержании кислых компонентов — углекислоты CO_2 и особенно сероводорода H_2S . В распределении сероводорода обычно наблюдается зональность, выражающаяся в закономерном изменении концентраций сероводорода по площади. Явных закономерных изменений концентрации по высоте залежи обычно нет.

Газоконденсатные залежи без нефтяной оторочки с невысоким этажом газоносности и невысоким конденсатогазовым фактором, как правило, имеют довольно стабильный состав газа, состав и выход конденсата. Однако при высоте газоконденсатной залежи более 300 м начинают заметно проявляться процессы гравитационного расслоения, приводя к увеличению содержания конденсата вниз по падению пласта, особенно резко — для залежи с высоким этажом газоносности и нефтяной оторочкой. В этом случае содержание конденсата в пониженных участках залежи может быть в несколько раз выше, чем в своде залежи. Известны, в частности, примеры, когда конденсатогазовый фактор в скважинах присводной части залежи составлял $180 \text{ см}^3/\text{м}^3$, а вблизи газонефтяного контакта — $780 \text{ см}^3/\text{м}^3$, т. е. в пределах одной залежи содержание конденсата изменялось в 4 раза. Колебания в 1,5—2 раза обычны для многих месторождений с высокими этажами газоносности при выходе конденсата более $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

3.2. Физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами

Продвижение воды в нефтяной пласт при разработке в условиях водонапорного режима приводит к изменению сложившегося равновесия между пластовыми водами и нефтями, приводя к процессам взаимного растворения, химическим и биохимическим реакциям. Особенно активна в этом отношении вода, искусственно нагнетенная в пласты для поддержания пластового давления, химический состав которой, как правило, резко отличен от состава пластовых вод. Основным процессом, приводящим к изменению свойств нефти, является биохимическое окисление углеводородов за счет сульфатов, растворенных в воде. Химически этот процесс выражается уравнением типа



Легкие парафиновые углеводороды при восстановлении сульфатов окисляются до двуокиси углерода и воды, а тяжелые, начиная с $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, превращаются в полинафтенаты. Однако независимо от конечных пунктов окисления углеводородов восстановление сульфатов во всех случаях приводит к потере легких фракций нефти, увеличению ее плотности и вязкости и обогащению нефти (и воды) сероводородом и углекислым газом, что также снижает pH воды. Сероводородное заражение — одно из важнейших последствий этого процесса и в то же время надежный индикатор его протекания.

В настоящее время можно считать доказанным, что процесс восстановления сульфатов за счет окисления нефти и образования сероводорода при разработке нефтяных месторождений происходит биогенным путем в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (*Desulfovibrio desulfuricans*).

Специальными лабораторными исследованиями было установлено, что жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий подавляется при температуре выше $80\text{--}90^\circ\text{C}$ и минерализации воды более $100\text{--}150 \text{ г/л}$. Промысловые наблюдения подтверждают эти данные.

Сероводород отмечен в тех залежах, в которые в процессе разработки закачивают поверхностные пресные и морские воды или подземные воды неглубоких горизонтов, и неизвестен при закачке высокоминерализованных пластовых или сточных вод (рассолов). Во всех случаях сероводородного заражения нефтяных пластов в нефти и попутной воде были обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии, максимальное их количество достигало $10^4 \div 10^7$ клеток в 1 мл воды (Ромашкинское месторождение).

В глубокие нефтяные пласты бактерии заносит вместе с нагнетаемой водой. В естественных условиях сульфатвосстанавливающие бактерии встречаются в речных и морских водах, но особенно многочисленны в водах неглубоких подземных горизонтов, содержащих углеводороды. Сульфаты весьма распространены в морской и пресной водах, содержатся в некоторых пластовых водах, а также выщелачиваются закачиваемой водой из гипсоносных пород.

Промысловые наблюдения показывают, что обычно сероводород появляется в призабойной зоне нагнетательных скважин через год после закачки воды, содержащей сульфатвосстанавливающие бактерии. По мере процесса разработки он достигает забоев эксплуатационных скважин, концентрируясь главным образом в попутных водах. Максимальные содержания достигают нескольких сот миллиграммов на 1 л, нередко концентрации до 100 мл/л, обычные значения 40—50 мл/л. С появлением сероводородной воды в эксплуатационных скважинах заметно увеличивается скорость коррозии нефтепромышленного оборудования. В настоящее время борьбе с сероводородным заражением нефтяных пластов уделяется большое внимание.

К изменению состава нефти и растворенного газа в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит также избирательное растворение ряда компонентов в воде. Наиболее высокой растворимостью в воде обладают метан и азот, их содержание в попутном газе в процессе разработки с заводнением обычно заметно уменьшается. Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счет удаления наиболее растворимых компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения, увеличению плотности и вязкости пластовой нефти.

3.3. Направления и масштабы перемещений флюидов в пласте в процессе разработки

Влияние перемещений нефти в продуктивном пласте на изменение свойств добываемой продукции связано, с одной стороны, с поступлением новых порций нефти со своими специфическими свойствами из удаленных участков залежи, и с другой — с процессами ее адсорбционной очистки в процессе перемещения по пласту. Проявление первого фактора особенно заметно при резком различии свойств нефти по объему залежи. Второй фактор проявляется наиболее четко для нефтей, содержащих большое количество высокомолекулярных компонентов (в первую очередь асфальтенов). В промысловых условиях явление адсорбции асфальтенов и смол породами при продвижении по ним нефти при разработке залежи впервые было установлено В. В. Давлекамовым и другими исследователями для Арланского месторождения (Башкирская АССР) на основании изучения коэффициента светопоглощения нефти, величина которого зависит от содержания асфальтенов. В результате адсорбции тяжелых компонентов плотность нефти в процессе разработки уменьшается и нефть обогащается легкими компонентами.

Направления перемещения пластовых флюидов по продуктивному пласту определяются взаимным расположением эксплуатационных и нагнетательных скважин, конфигурацией залежи и режимом ее разработки. В общем случае при разработке на естественном водонапорном или упруго-водонапорном режиме, а также при осуществлении законтурного (приконтурного) заводнения направление движения флюидов по пласту центростремительное. Соответственно к эксплуатационным скважинам вначале притекают нефть и газ из центральных участков залежи, затем — из все более окраинных погруженных

участков, приближенных к контуру залежи. При режиме газовой шапки или центровом внутриконтурном заводнении следует ожидать противоположное центробежное направление флюидов и к эксплуатационным скважинам, расположенным по периферии залежи, с течением времени будет подтекать нефть из центрального, наиболее приподнятого участка залежи. Естественно, что и свойства добываемой продукции в этих двух случаях будут изменяться во времени совершенно различно. При наиболее распространенной закономерности увеличения плотности нефти с глубиной залегания пласта в случае центростремительного перемещения нефти в процессе разработки наблюдается увеличение ее плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ и парафина; в случае центробежного перемещения более вероятен противоположный процесс улучшения качественных характеристик добываемой нефти со временем.

В условиях широко применяемого в СССР внутриконтурного заводнения, когда залежь рассекается рядами внутриконтурных нагнетательных скважин на блоки самостоятельной разработки, нефть в пласте перемещается изолированно в каждом из блоков. Движение направлено от разрезающих рядов нагнетательных скважин к рядам эксплуатационных скважин и затем к стягивающему центральному ряду. Расстояния перемещения нефти сравнительно незначительные, расчленение залежи производят обычно без учета естественных особенностей изменения свойств нефти, поэтому изменения свойств добываемой нефти под влиянием ее перемещения, как правило, незначительны. Поэтому при внутриконтурном заводнении основное влияние на изменение свойств нефти оказывают процессы ее физико-химического взаимодействия с нагнетаемой водой.

При режиме растворенного газа нефть перемещается к забоям каждой скважины по сравнительно небольшой площадке, ограниченной радиусом дренирования. Наблюдаемое в этом случае изменение свойств нефти вызвано главным образом не ее перемещением, а выделением растворенного газа вследствие снижения пластового давления.

При гравитационном режиме, который проявляется в условиях значительной дегазации нефти в мощных или крутопадающих пластах, движение (стекание) нефти происходит под влиянием силы земного тяготения из головной (или прикровельной) части пласта вниз по падению (или к подошве). Обычно такое движение приводит к поступлению на забой скважин в процессе разработки более легкой нефти. Соответственно плотность добываемой продукции постепенно уменьшается. Возможно, плотность нефти уменьшается не только за счет поступления ее свежих порций из более повышенных частей залежи, но и за счет адсорбции тяжелых компонентов породами.

3.4. Изменение пластовых давления и температуры в процессе разработки залежи

Разработка залежей, сопровождающаяся изменением давления (иногда и температуры), нарушает термодинамические равновесия подземных флюидов и приводит к существенному изменению состава и свойств добываемых нефти, газа и конденсата.

Для нефтяных залежей снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом вызывает снижение газосодержания пластовой нефти. Вследствие этого увеличиваются ее вязкость и плотность, уменьшается объемный коэффициент. Однако процессы подземной дегазации практически не отражаются на свойствах добываемой нефти, но приводят к изменению состава попутно добываемого газа. В соответствии с особенностями растворимости газов в нефти при снижении пластового давления в залежи первыми переходят в свободную газовую фазу наименее растворимые азот и метан, затем при еще большем снижении давления освобождаются этан, пропан, бутан и др., а в конечной стадии дегазации — углекислота и сероводород. В соответствии с этим попутные газы могут резко изменить свой состав в процессе разработки на режиме истощения. Увеличение содержания

CO₂ в составе попутного газа может быть вызвано его выделением не только из нефти в результате снижения пластового давления, но и из водорастворенного газа. Рост содержания CO₂ за счет его выделения из пластовых вод проявляется при сильном обводнении продукции на заключительной стадии разработки.

В нефтяных залежах с газовой шапкой, содержащей много газоконденсата, при снижении давления конденсат выпадает в жидкую фазу и смешивается с нефтью, в результате чего добываемая жидкая продукция характеризуется постепенным уменьшением плотности и увеличением выхода светлых фракций.

Для месторождений, нефти которых содержат большое количество парафина, выделение растворенного газа вследствие снижения пластового давления и снижение пластовой температуры вследствие закачки холодной воды могут привести к выделению парафина из растворенного состояния в свободную твердую фазу. Результат этого процесса — уменьшение содержания парафина в добываемой нефти и снижение ее плотности. Однако кристаллизация парафина в пласте крайне нежелательна для разработки нефтяных месторождений, поскольку выпавшие кристаллы парафина резко ухудшают условия фильтрации нефти и приводят к снижению коэффициента нефтеотдачи. Для рациональной разработки таких месторождений необходимо исследовать распределение парафина в нефтях и условия его кристаллизации при изменении термобарических условий.

Тепловая обработка забоев скважин и тепловые методы воздействия на нефтяные пласты с парафинистой нефтью обычно приводят к увеличению содержания парафина в добываемой продукции. Пар и горячая вода способствуют выносу из пласта парафина с повышенной температурой плавления.

При разработке чисто газовых залежей обычно не наблюдается сколь угодно существенных изменений содержания основных компонентов газа. Только на заключительных стадиях отбора газа при резко сниженном пластовом давлении состав газа несколько обогащается компонентами, ранее находившимися в растворенном состоянии в погребенной и пластовой водах, например двуокисью углерода и сероводородом. В связи с высокой растворимостью этих газов в воде их общее количество в погребенной воде может превышать запасы в свободной фазе и при большом снижении пластового давления выделение этих газов из воды приводит к заметному возрастанию их содержания в составе добываемого газа. В частности, содержание сероводорода к концу разработки некоторых газовых залежей увеличилось в 2—4 раза. Для прогноза столь существенных изменений состава газа необходимо подсчитать начальные запасы этих компонентов как в свободном газе, так и в водорастворенном и знать изменения их растворимостей в зависимости от падения пластового давления. Следует также учитывать, что в пустотном пространстве коллекторов многих газовых залежей содержится помимо погребенной воды связанная нефть, в которой кислые компоненты газов (CO₂ и H₂S) также хорошо растворяются. Поэтому связанная нефть газовых залежей может быть дополнительным источником обогащения газов углекислотой и сероводородом на заключительной стадии разработки.

Для газоконденсатных залежей, разрабатываемых со снижением пластового давления, в процессе разработки постепенно уменьшается доля жидких компонентов (C₅ + выш.) в составе добываемой продукции. Эти изменения вызваны обратной конденсацией пластового газа и выпадением из него жидкого конденсата в пустотах пород по мере снижения пластового давления. Это приводит к значительным пластовым потерям конденсата, снижению коэффициента конденсатоотдачи. В настоящее время пластовые потери конденсата определяют экспериментально на специальных установках по пробам газа и сырого конденсата, отобраным на промысле и рекомбинированным в соответствии с выходом сырого конденсата, замеренным при отборе этих проб. Только при содержании в пластовом газе не более 30 см³/м³ пентанов и вышележащих допускается использование обобщенных зависимостей пластовых потерь конденсата от состава пластового газа без экспериментальной оценки их пластовых потерь.

§ 4. Изменение химического состава попутных вод при разработке нефтяных и газовых месторождений

4.1. Гидрохимические изменения при разработке месторождений на естественном режиме

В условиях водонапорного режима (как природного, так и искусственно создаваемого закачкой воды через нагнетательные скважины) обводнение скважин и продуктивных пластов — совершенно естественное явление, обусловленное самой физической сущностью процессов вытеснения углеводородов водой. Практически на всех месторождениях после периода безводной добычи наступает водная стадия эксплуатации. К конечному этапу разработки нефтяных залежей суммарная добыча попутной воды часто в 3—5 раз, а иногда и более превышает общую добычу нефти. Химический состав попутной воды изменяется во времени; она реагирует с породами и углеводородами и является причиной серьезных осложнений нефтедобычи, таких как солеотложение, сероводородное заражение, коррозия нефтепромыслового оборудования.

При разработке на естественном водонапорном и упруго-водонапорном режимах в попутной воде с течением времени либо не происходит изменений химического состава и минерализации, либо уменьшается минерализация и изменяется состав, либо увеличивается минерализация и изменяется состав.

Конкретные проявления этих процессов зависят от многих условий, главными из которых следует считать степень однородности состава пластовых вод вокруг залежи и сходство (или различие) состава погребенных вод нефтяной залежи и пластовых вод.

Возможное взаимоотношение различных вод около залежей и графики изменения во времени состава попутных вод схематически изображено на рис. 40.

Стабильность состава попутных вод характерна для большинства нефтяных залежей платформенных нефтегазоносных провинций.

Уменьшение минерализации попутной воды впервые было обнаружено Г. М. Сухаревым для залежей в караган-чокракских пластах Терско-Сунженской области (месторождения Октябрьское, Ташкалинское, Старогрозненское и др.). Снижение минерализации попутных вод этих залежей сопровождалось уменьшением концентраций хлора, натрия, иода и увеличением сульфат-ионов. Аналогичная закономерность была установлена при разработке многих залежей нефти в нижнем отделе продуктивной толщи Азербайджана, заливообразных залежей в майкопских отложениях Краснодарского края и др. Такой характер изменения минерализации попутных вод объясняется тем, что указанные залежи приурочены к наиболее застойным участкам водонапорных систем и в этих же участках сконцентрированы наиболее застойные высокоминерализованные воды, которые окружают залежи. Они преобладали в первых порциях попутных вод, но постепенно сменялись менее минерализованными типичными пластовыми водами с увеличенным содержанием сульфатов.

Увеличение минерализации попутных вод характерно для ряда залежей Урало-Поволжья (Самарская Лука) и особенно для глубоких залежей предгорных и межгорных нефтегазоносных областей (Северное Предкавказье, Азербайджан и Туркмения). Это явление свидетельствует о наличии опресненных вод в подошвенной части залежи, а также о меньшей минерализации погребенной воды по сравнению с далекими законтурными пластовыми водами. Действительно, на многих месторождениях Куйбышевской области погребенная вода в несколько раз менее минерализованная, чем пластовая, но содержит больше сульфатов. Весьма маломинерализованные, почти пресные подошвенные воды характерны для многих глубоких залежей в районах с сильной тектонической активностью. По своему происхождению пресные подошвенные воды считаются конденсационными, выделившимися в пласте из газообразного состояния при формировании залежей. Опресняющее влияние

конденсационных вод сказывается также на составе погребенной воды нефтяных залежей. В целом увеличение минерализации попутных вод с течением разработки нефтяных залежей на естественном режиме — достаточно распространенное явление.

Увеличение минерализации попутных вод весьма характерно также для газовых и особенно газоконденсатных залежей.

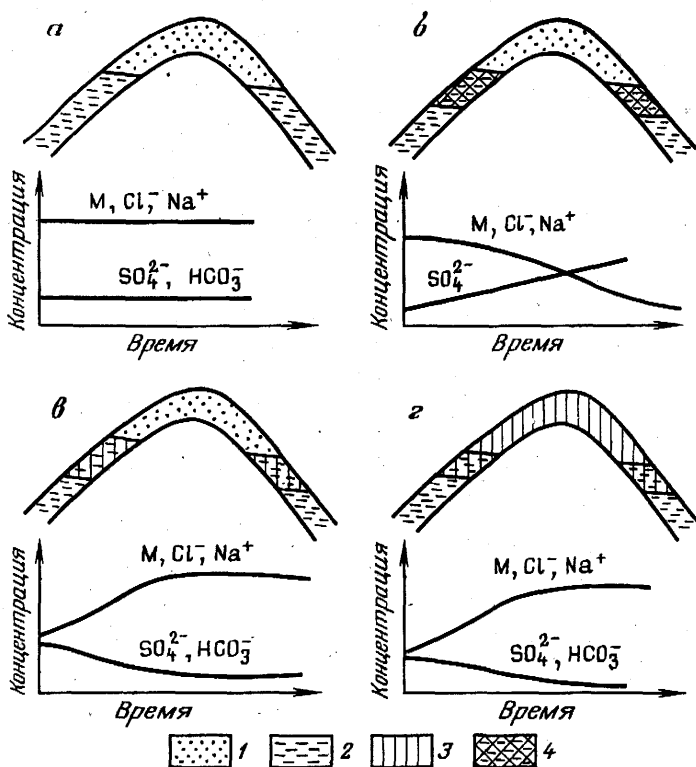


Рис. 40. Соотношение погребенных и пластовых (краевых и подошвенных) вод и изменение состава попутных вод в процессе разработки:

а — пластовая вода однородна, погребенная вода аналогична пластовой; б — пластовая вода неоднородна, подошвенная вода осолонена; в — пластовая вода неоднородна, подошвенная вода опреснена; г — подошвенная и погребенная воды опреснены по сравнению с краевой водой.

1 — нефть или газ с погребенной водой; 2 — пластовая вода; 3 — опресненная вода; 4 — осолоненная вода

Оторочки маломинерализованных, а иногда и совершенно пресных вод наиболее детально изучены для газоконденсатных залежей Азербайджана (месторождения Зыря, Карадаг, Локбатан, Калмас и др.) и Западной Туркмении. Основным фактором, вызвавшим опреснение пластовых вод газовых и газоконденсатных залежей, считается конденсация паров воды, содержащейся в углеводородах во время формирования залежей. Пресные конденсационные воды смешиваются с пластовыми водами, промывают приконтрактную зону залежей, оттесняя пластовые воды и образуя оторочку опресненных вод. Несомненно, что процессу опреснения в этом случае должны

подвергнуться и погребенные воды, оставшиеся в ловушке после формирования залежи. К сожалению, минерализация и химический состав погребенных вод газоконденсатных залежей почти не изучены.

Увеличение минерализации попутных вод газовых и газоконденсатных залежей — надежный признак приближения к забою скважин пластовой воды. Он широко используется для контроля и регулирования их разработки.

4.2. Гидрохимические изменения при разработке месторождений с заводнением

При разработке нефтяных залежей с применением заводнения происходят гораздо более сложные гидрохимические изменения, накладывающиеся на природные изменения вод, описанные выше. Вследствие закачки воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода — пластовая вода — погребенная вода — нефть с растворенным газом — породы пласта. По-видимому, из всего многообразия процессов, происходящих в этой сложной системе, наибольшее влияние на состав попутно добываемых вод оказывают процессы смешения пластовой (и погребенной) воды с закачиваемой. Общая направленность гидрохимических изменений состоит в том, что по мере разработки в попутной воде увеличивается доля закачиваемой воды, и соответственно состав и минерализация попутной воды все более приближаются к составу закачиваемой воды. Некоторое влияние оказывает также взаимодействие закачиваемой воды с породами пласта (например, выщелачивание гипсоносных пород) и с нефтью (что приводит к сероводородному заражению залежи и попутной воды).

Процессы смешения подземных вод впервые были изучены в начале XX в. русским ученым А. Н. Огильви применительно к минеральным водам Северного Кавказа и Мацесты. А. Н. Огильви показал, что при смешении двух вод — пресной и минеральной — химический состав смеси подчиняется прямолинейному уравнению вида $y = ax + b$, где x и y — содержания двух каких-либо составных частей в данном объеме воды; a и b — параметры, постоянные для данных двух составных частей и для всей группы вод-смесей.

На основе установленной прямолинейной зависимости содержания отдельных компонентов от пропорций смешиваемых вод состав смесей двух вод часто определяется по так называемым диаграммам смешения.

Диаграммы смешения представляют собой прямоугольные графики произвольного масштаба. По оси абсцисс откладывается доля каждой из смешиваемых вод в составе смеси, начиная от 100 % содержания первой воды до 100 % второй воды. Из крайних точек, соответствующих исходным водам, восстанавливают две вертикальные оси, на которые откладывают величины содержания различных компонентов, для первой воды — по левой оси, для второй — по правой. Масштабы для каждого компонента могут быть произвольными, в том числе неодинаковыми. Важно лишь, чтобы каждый компонент откладывался в равном масштабе как по левой, так и по правой оси. Точки одинаковых компонентов соединяются прямыми, которые показывают содержание данного компонента во всем диапазоне смешения.

Используя диаграмму смешения и зная химический состав воды-смеси, несложно определить пропорцию смешивающихся вод в смеси. Она будет соответствовать абсциссе той точки прямой содержания какого-либо компонента, ордината которой равна содержанию этого же компонента в смеси. Кроме того, диаграммы смешивания используются для теоретического определения состава смесей и с успехом применяются для прогнозирования выпадения твердых осадков при смешении вод. В этом случае удобнее пользоваться диаграммами, по оси абсцисс которых отложена не доля исходных вод в составе смеси, а минерализация вод и их смесей. Естественно, что эта шкала может быть легко переведена в доли исходных смешивающихся вод.

А. Р. Ахундов предложил формулу для определения пропорций двух смешивающихся вод в составе смеси, также основанную на прямолинейных

зависимостях содержания компонентов от пропорции смешивающихся вод:

$$x = \frac{C - B}{A - B} 100, \quad (V.21)$$

где x — содержание первой воды в составе смеси, %; A, B, C — содержания какого-либо компонента соответственно в первой, второй воде и в воде-смеси.

Разработаны также графические и аналитические способы изображения смесей трех вод.

Определение пропорций смешивающихся вод как по диаграммам смешения, так и по формуле (V.21) возможно лишь в том случае, если при смешении не происходит выпадения осадков или выделения газов. В противном случае нарушается прямолинейная зависимость, так как часть ионов выводится из состава вод-смесей.

В настоящее время проведено очень большое число опытов по смешению самых различных вод — подземных из нефтяных пластов с поверхностными речными, озерными, морскими водами, с подземными водами водоносных горизонтов и со сточными водами самых различных промышленных производств. В подавляющем большинстве случаев эти опыты проведены в лабораторных условиях, причем предполагается, что выявленные закономерности смешения сохраняются и в условиях пласта. Немногочисленные пока эксперименты по смешению вод с сохранением пластовых давлений и температур подтверждают это предположение для большинства компонентов химического состава вод.

Обобщая фактический материал по изменению состава попутной воды нефтяных месторождений и результаты лабораторного изучения процессов смешения природных пластовых вод с водами, используемыми для закачки, можно сказать, что наиболее близки к прямолинейным зависимости содержания ионов хлора и натрия; существенно отклоняются от прямолинейных зависимости содержания гидрокарбонатных ионов и кальция, в меньшей степени — сульфатных ионов и магния. Поэтому определение доли смешивающихся вод по составу воды-смеси, которой является попутная вода, можно производить на основе теоретических прямолинейных диаграмм смешения, используя в качестве индикаторов ионы хлора и натрия, микрокомпоненты и общую минерализацию.

§ 5. Прогноз выпадения твердых осадков при разработке нефтяных месторождений

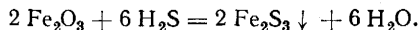
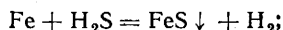
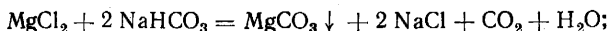
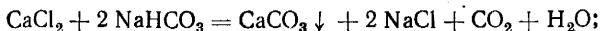
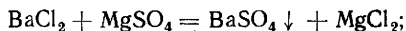
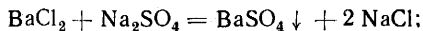
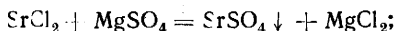
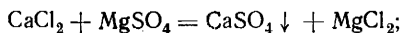
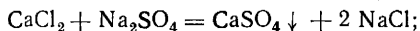
Одним из существенных осложнений нефтедобычи, особенно с применением заводнения, является выпадение из попутной воды твердых неорганических осадков в скважинах, подземном и наземном оборудовании нефтяных промыслов и в коммуникациях. Важность проблемы осадкообразования привлекает к ее изучению большое число исследователей. Работы ведутся в трех основных направлениях: 1) прогноз возможности отложения солей (выяснение сущности физико-химических процессов, приводящих к образованию осадков); 2) борьба с отложившимися осадками (механическое удаление, растворение, обработка кислотой и т. п.); 3) предотвращение отложения образующихся твердых веществ на металле оборудования (ингибиторы солевых отложений). На основе прогноза могут быть разработаны мероприятия, предотвращающие или уменьшающие осадкообразование, включая подбор источника водоснабжения для заводнения и схемы обработки воды перед ее закачкой в нефтяные пласты.

5.1. Причины образования неорганических осадков

Выпадение любого вещества в осадок происходит только в том случае, когда концентрация вещества в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию. Главная причина выпадения осадков — смешение

вод разных химических составов, несовместимых друг с другом. Термином «совместимость» обозначают способность смеси вод сохранять в течение длительного времени стабильный химический состав без выделения из раствора твердых неорганических соединений.

Типичные схемы реакций в водной среде, приводящие к образованию твердых осадков:



Кроме возникающих в результате указанных реакций плохорастворимых сульфатов кальция, стронция, бария, карбонатов кальция и магния и сульфидов железа в ряде районов распространены также отложения кремнезема. На месторождении Пайсга (США) установлены осадки, состоящие из металлического свинца, содержащего мелкие частицы стали. Свинец отлагается из пластовой воды, где его содержание достигает 100 мг/л.

Причиной выпадения осадков служит также перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления, испарения воды, выделения газов и т. п., когда в исходном растворе снижается равновесная или возрастает фактическая концентрация. При движении нефти и воды в скважине и поверхностных коммуникациях температура ее обычно снижается по сравнению с пластовой, что приводит к выпадению осадков сульфата бария, растворимость которого ухудшается с понижением температуры. Снижение парциального давления двуокиси углерода может служить причиной выпадения осадка карбоната кальция в подъемных трубах и выкидных линиях скважин. При закачке холодной поверхностной воды, насыщенной бикарбонатом кальция, в нефтяные пласты с повышенной температурой может происходить распад бикарбонатов и отложение карбоната кальция в порах пласта.

Наиболее часто в нефтяных скважинах, промысловом оборудовании и коммуникациях выпадают сульфат кальция (гипс) и карбонат кальция (кальцит). Осадки редко представлены чистыми разностями тех или иных минералов. Обычно это смесь нескольких минералов; кроме того, в них присутствуют также нефть и продукты коррозии, которые изменяют цвет и структуру минеральных образований. Точный состав осадков может быть определен только в стационарных химико-аналитических лабораториях.

В промысловых условиях для быстрого рекогносцировочного определения природы осадков можно воспользоваться следующими упрощенными приемами. Необходимый минимум химических реактивов включает: а) органический растворитель (бензол, бензин и т. п.); б) растворы соляной кислоты крепостью 15 и 4 %; в) раствор хлористого бария.

Последовательность определения следующая: 1) визуальный осмотр осадка и отмывка его от нефти в органическом растворителе; 2) испытание 4 %-ной соляной кислотой (или уксусной кислотой); 3) испытание 15 %-ной соляной кислотой.

1. При визуальном осмотре обращают внимание на цвет и структуру осадков. Плотный осадок с длинными кристаллами перламутрового отлива — это гипс, что проверяется по п. 3.2. Темноокрашенные осадки обрабатываются органическим растворителем, удаляющим нефть. Если темный или коричневый цвет осадка сохраняется, значит, в его составе присутствует сульфат железа или окись железа.

2. Испытание 4 %-ной соляной кислотой.

2.1. Легкое растворение осадка с выделением пузырьков газа однозначно указывает на то, что в составе осадка есть карбонат кальция.

2.2. Осадки, не растворяющиеся в 4 %-ной HCl, подвергаются испытанию 15 %-ной HCl.

3. Испытание 15 %-ной соляной кислотой.

3.1. Темноокрашенный осадок постепенно растворяется, темный цвет пропадает, выделяется сероводород, остается светлый нерастворимый осадок. Черный материал — это сульфид железа; нерастворимый осадок — сульфаты бария, стронция или кальция. Последнее проверяется испытанием по п. 3.2 реакцией с хлористым барием.

3.2. Если плотный осадок не растворяется, то его растирают в порошок и вновь подвергают обработке 15 %-ной HCl. Если порошок слабо растворяется без выделения пузырьков, а полученный раствор при добавлении в него BaCl₂ образует белый осадок, то это гипс.

3.3. Нерастворимые в 15 %-ной HCl осадки представлены обычно сульфатами бария и стронция или кремнеземом. Как правило, их черный или коричневый цвет обусловлен наличием окиси железа, которая окрашивает соляную кислоту в желтый цвет.

Для предсказания возможности выпадения того или иного соединения в осадок необходимо знать состав вод и равновесные концентрации различных веществ. Состав вод определяется путем химического анализа и прогнозируется по диаграммам смешения вод, причем в этом случае необходимо учитывать возможность изменения состава вод в пластах за счет выщелачивания пород и поглощения CO₂ из нефти. Равновесная концентрация (растворимость) зависит от многих условий — минерализации и состава воды, температуры, давления и др.

5.2. Прогноз образования осадков сульфатов кальция, стронция, бария

Главная причина отложения гипса и других сульфатных осадков — это смешение несовместимых вод, из которых в одной содержится повышенное количество сульфат-ионов, а в другой — кальция (или стронция, бария). При заводнении нефтяных месторождений обычно обогащены сульфатом поверхностные, морские, грунтовые воды, а кальцием (стронцием, барием) — высокоминерализованные пластовые воды. Поэтому при выборе воды для закачки одним из главных испытаний является их проверка на совместимость с пластовой водой.

Помимо исходного высокого содержания сульфатов в природной воде, используемой для нагнетания, может происходить обогащение ее сульфатами и непосредственно в пластах за счет различных физико-химических процессов. Широко известно выщелачивание сульфатонесущих коллекторских пород. При закачке пресных вод, содержащих кислород, обогащение их сульфатами возможно за счет окисления находящихся в продуктивных пластах сульфидов железа. На некоторых месторождениях, по-видимому, возможно обогащение нагнетаемой воды сульфатами за счет погребенных (связанных) вод нефтяных залежей. Высказано также предположение, что рост содержания сульфатов в закачиваемых водах происходит по мере их прохождения в породах-коллекторах за счет десорбции сульфат-ионов с поверхности пустотного пространства. Закачиваемые пресные воды обладают более высоким десорбционным потенциалом, чем высокоминерализованные пластовые воды, поэтому при повышенном содержании адсорбированного породой суль-

фат-иона его десорбция с поверхности пор осуществляется лишь малоинерализованной водой.

Выпадение сульфатных осадков вследствие смешения несовместимых вод происходит не только при заводнении. Известны случаи смешения пластовых вод с водой других горизонтов. Например, выпадение гипса в скважинах Туймазинского месторождения Башкирской АССР происходило вследствие смешения пластовых высокоинерализованных вод, обогащенных кальцием, с сульфатными водами артинского яруса, проникающими в скважины вследствие негерметичности колонн. В практике нефтедобывающей промышленности США и Канады известны многочисленные случаи сульфатных отложений в поглощающих скважинах и водоводах при сбросе попутных нефтяных вод из различных горизонтов в общие поглощающие скважины. На нефтяном месторождении Яблоновый Овраг (Куйбышевская область) интенсивное образование солей наблюдалось в коммуникациях промышленного сбора сточных вод, где смешивались воды различных горизонтов, а также в поглощающих скважинах, куда закачивались эти стоки. На месторождении Узень отмечалось образование сульфатов стронция в поверхностном оборудовании при смешении воды Каспийского моря, содержащей 3,39 г/л сульфатов, с пластовыми водами.

Значительно реже, чем при смешении несовместимых вод, возможно выпадение сульфатных осадков вследствие перенасыщения вод, вызванного изменениями физических условий (давления, температуры, выделения растворенного газа).

Для прогноза выпадения сульфатных осадков огромное значение имеют материалы по их растворимости. Часто растворимость измеряют величиной произведения растворимости

$$K_S = (R)(SO_4), \quad (V.22)$$

где (R) — предельная теоретическая концентрация катиона (Ca, Sr, Ba), моль; (SO_4) — то же сульфат-иона, моль.

Число молей данного вещества, перешедших в насыщенный раствор, будет равно $\sqrt{K_S}$. Произведение растворимости сульфатов зависит от минерализации, состава растворов и температуры. Зависимость его от давления в интервале обычных давлений нефтяных месторождений незначительна. Если в данном растворе произведение фактических концентраций (R) и (SO_4) превышает произведение растворимости, сульфат данного металла выпадает в осадок до тех пор, пока произведение концентраций не станет равным произведению растворимости.

Растворимость $CaSO_4$ в дистиллированной воде при различных температурах приведена в табл. 9.

В диапазоне 20—80 °C изменения растворимости невелики, при более высокой температуре она несколько снижается.

Т а б л и ц а 9

Растворимость $CaSO_4$ в дистиллированной воде (по В. П. Звереву)

Температура, °C	Содержание $CaSO_4$, г/л	Концентрация ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} , $\cdot 10^{-3}$ моль/л	Произведение растворимости, $\cdot 10^{-4}$
0	1,759	12,9	1,66
5	1,855	13,6	1,85
10	1,925	14,1	1,99
18	2,016	14,8	2,19
25	2,080	15,37	2,36
40	2,122	15,6	2,43

Наибольшее влияние на растворимость сульфата кальция оказывают минерализация и состав растворов. Соли, которые не имеют с сульфатом кальция общих ионов, значительно увеличивают его растворимость, однако последняя возрастает лишь до определенного предела, после чего она начинает падать вследствие проявления высаливающего эффекта. Максимальная растворимость гипса в растворах NaCl равна 7,3 г/л при содержании NaCl 139 г/л. Незначительные (0,25—1 %) добавки CaCl₂ резко снижают растворимость CaSO₄.

Влияние давления на растворимость сульфата кальция сравнительно невелико. При низкой и высокой минерализациях (менее 80 и более 200 г/л) влияние давления совершенно незначительно.

Таким образом, если в пластовых условиях попутная вода насыщена сульфатом кальция, то в процессе ее подъема в скважине и соответствующего снижения давления растворимость CaSO₄ снижается и избыток его может выпасть в осадок. Однако в большинстве случаев для практических расчетов прогноза выпадения гипса изменение его растворимости с изменением давления и температуры можно не учитывать.

Обширные исследования растворимости сульфата кальция в природных водах хлоркальциевого типа выполнены А. И. Чистовским для вод из отложений карбона и девона Куйбышевской области (минерализация 253 г/л, $r_{Na/Cl}=0,92$, первая соленость, по Пальмеру, 95—80 % для вод карбона; минерализация 270 г/л, $r_{Na/Cl}=0,55$, первая соленость, по Пальмеру, 50—60 % для вод девона). Пластовая вода разбавлялась дистиллированной до необходимых концентраций и насыщалась гипсом при комнатной температуре 20—23 °С. Результаты этих исследований были представлены в виде графиков зависимости произведения растворимости K_s от минерализации вод. Значения произведений растворимости по этим данным приведены в табл. 10.

Таблица 10

Значения произведений растворимости K_s для сульфатов кальция и стронция в (моль/л)² при $t = 20-23$ °С
(по данным А. И. Чистовского и М. С. Галицына)

Минерализация М, г/л	CaSO ₄		SrSO ₄
	Природная вода хлоркальциевого типа		Раствор NaCl
	$r_{Na/Cl} = 0,92$ (карбон Урало-Поволжья)	$r_{Na/Cl} = 0,55$ (девон Урало-Поволжья)	
0	$2,32 \cdot 10^{-4}$	$2,32 \cdot 10^{-4}$	—
10	$6,25 \cdot 10^{-4}$	$8,4 \cdot 10^{-4}$	—
20	$10,1 \cdot 10^{-4}$	$12 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-6}$
30	$13 \cdot 10^{-4}$	$15,4 \cdot 10^{-4}$	—
40	$16,2 \cdot 10^{-4}$	$18,5 \cdot 10^{-4}$	—
50	$19,3 \cdot 10^{-4}$	$22 \cdot 10^{-4}$	$15 \cdot 10^{-6}$
100	$26,5 \cdot 10^{-4}$	$35 \cdot 10^{-4}$	$26 \cdot 10^{-6}$
150	$31 \cdot 10^{-4}$	$40,5 \cdot 10^{-4}$	$27,5 \cdot 10^{-6}$
200	$29 \cdot 10^{-4}$	$39,6 \cdot 10^{-4}$	$24 \cdot 10^{-6}$
250	$24 \cdot 10^{-4}$	$33,8 \cdot 10^{-4}$	$18 \cdot 10^{-6}$
300	$17 \cdot 10^{-4}$	—	$9 \cdot 10^{-6}$

Растворимость сульфата кальция, который диссоциирует на ионы Ca и SO₄, непосредственно не зависит от содержания двуокиси углерода в воде. Однако поскольку растворимость карбоната кальция зависит от CO₂, то при растворении кальцита концентрация ионов Ca может увеличиться настолько, что в воде будет превышено произведение растворимости CaSO₄ и гипс может выпасть в осадок. Таким образом, при наличии кальцита увеличение

содержания CO_2 в воде может оказать влияние на осаждение гипса из раствора.

Растворимость сульфата стронция изучена недостаточно. В дистиллированной воде при температуре 25°C растворяется $0,114 \text{ г/л SrSO}_4$, т. е. в 18 раз меньше, чем сульфата кальция. Растворимость SrSO_4 в подземных водах зависит от минерализации; она достигает максимума при минерализации $100\text{--}200 \text{ г/л}$ и удовлетворительно совпадает с растворимостью в растворах поваренной соли. Влияние давления и температуры на растворимость SrSO_4 , по-видимому, несущественно при обычных значениях этих параметров для нефтяных месторождений. Данные о растворимости SrSO_4 в растворах поваренной соли представлены в табл. 10.

Сульфат бария — один из наименее растворимых веществ, и борьба с осадками барита представляет значительные трудности. В дистиллированной воде при 25°C растворяется всего $0,0023 \text{ г/л BaSO}_4$, что почти в 900 раз меньше растворимости CaSO_4 . В пластовых водах ион Ba^{2+} довольно распространен, его содержание нередко достигает $50\text{--}100 \text{ мг/л}$, причем в таких водах отмечается пониженное содержание сульфат-иона или полное его отсутствие. В водах с концентрацией сульфат-иона более $400\text{--}500 \text{ мг/л}$ не может содержаться заметных количеств бария.

Растворимость сульфата бария изучена в растворах NaCl различных концентраций при температуре от 25 до 95°C . В отличие от сульфата кальция растворимость сульфата бария весьма сильно зависит от температуры, увеличиваясь с ее ростом. Поэтому стабильные воды, насыщенные BaSO_4 в условиях поверхности, стабильны и при повышенных температурах, существующих в нефтяных залежах. Напротив, воды, насыщенные BaSO_4 в пластовых условиях, могут оказаться пересыщенными в условиях поверхности, и из них начнет выпадать осадок сульфата бария.

Сведения о растворимости сульфата бария приведены в табл. 11.

Т а б л и ц а 11

Значения произведений растворимости сульфата бария в растворах поваренной соли при разных температурах (пересчитано по данным Ч. Темплтона) в (моль/л) $^2 \cdot 10^{10}$

Концентрация NaCl , г/л	25°C	35°C	50°C	65°C	80°C	95°C
0	1,166	1,563	2,074	2,372	2,624	2,822
5	13,69	16,81	19,36	24,01	29,16	34,81
10	22,56	29,16	41,60	52,13	60,84	67,24
20	38,69	49,0	68,89	90,25	114,5	132,3
40	68,89	85,56	123,2	176,9	231,0	289,0
60	94,09	116,6	169,0	246,5	342,3	424,4
80	116,6	146,4	210,3	306,3	420,3	576,0
100	139,2	174,2	246,5	361,0	484,0	707,6
120	163,8	198,8	282,2	408,0	580,8	829,4
140	182,3	219,0	313,3	449,4	635,0	936,4
160	201,6	240,3	342,3	484,0	686,4	1043,0
180	222,0	262,4	372,5	519,8	739,8	1149,2
200	243,4	285,6	404,0	552,3	789,6	1246
220	262,4	313,3	432,6	590,5	841,0	1347
240	285,6	357,2	458,0	630,0	888,0	1444
260	309,8	368,6	488,4	665,6	942,5	1552

Материалы о растворимости сульфатных пород часто представляют в виде графиков растворимости. Они показывают зависимость предельной концентрации сульфат-иона от концентрации соответствующего катиона в насыщенном растворе. Предельное содержание сульфат-иона определяется по формуле (V.22). В практическом отношении удобно использовать формулу

$$SO_4 = \frac{4 K_S \cdot 10^6}{Ca (Sr, Ba)},$$

где концентрации сульфат-иона и соответствующих катионов выражены в мг-экв/л, как при обычных анализах вод.

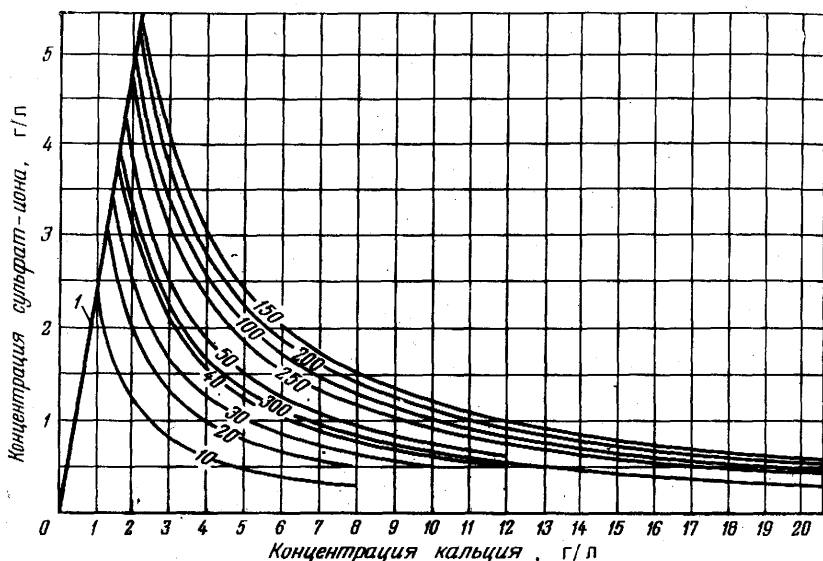


Рис. 41. График растворимости сульфата кальция в воде хлоркальцевого типа с $r Na/Cl=0,92$ (воды карбона Куйбышевской области, по А. И. Чистовскому):
1 — линия выщелачивания гипса. Шифр кривых — минерализация в г/л

Один из графиков растворимости сульфата кальция в природных водах хлоркальцевого типа представлен на рис. 41. Линия выщелачивания гипса проведена в соответствии с атомными массами по уравнению $SO_4 = \frac{96}{40} Ca$.

Иногда для графиков растворимости применяют двойной логарифмический масштаб, при котором соответствующие кривые можно преобразовать в прямые.

Графики растворимости используются для прогноза выпадения сульфатных осадков путем сравнения результатов химического анализа исследуемой воды с соответствующей кривой растворимости данного сульфата. Например, для прогноза выпадения гипса в зарубежной практике широко используют график, представленный на рис. 42. Если точка анализа воды попадает левее и ниже линий на графике, то гипсовых отложений можно не опасаться, если правее и выше линий на графике, вода пересыщена гипсом и возможно его отложение. Поле, ограниченное линиями различных концентраций NaCl, не дает определенного ответа (с такими водами рекомендуется провести опытные промысловые исследования).

А. И. Чистовским предложен метод прогнозирования выпадения сульфатных осадков при разработке нефтяных месторождений с заводнением. Чрезвычайно важно, что в этом методе учтена возможность выщелачивания сульфатонесных пород-коллекторов, в результате чего воды обогащаются сульфатами. Рекомендуются следующий порядок решения.

1. На график растворимости сульфата кальция (рис. 43) наносят две точки *A* и *B*, соответствующие составу исследуемых вод (*A* — закачиваемой, *B* — пластовой).

2. Графическим путем строят кривую растворимости сульфатов кальция в смесях исследуемых вод. Для этого расстояние между точками анализа

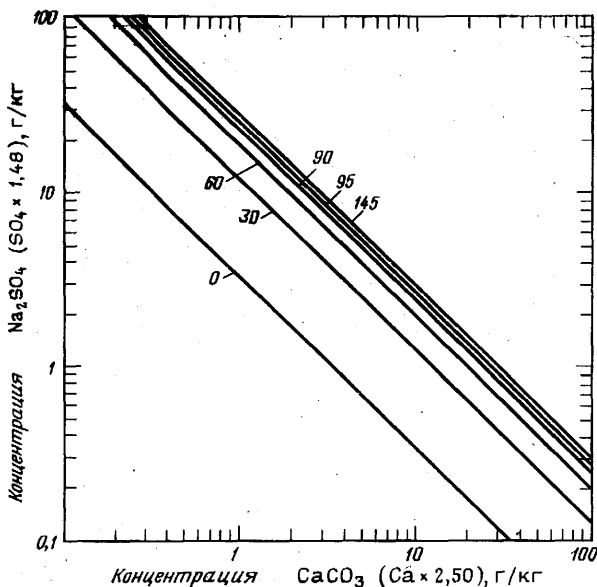


Рис. 42. График растворимости сульфата кальция в растворах NaCl при температуре 29,4 °C (по Л. Кейзу). Шифр кривых — концентрация NaCl (Cl × 1,65) в г/кг

двух вод по оси абсцисс разбивают пропорционально разности минерализаций этих вод, т. е. строят шкалу минерализаций получаемых смесей. Затем из точек различных минерализаций смеси (10, 20, 30 г/л и т. д.) восставляют перпендикуляры до пересечения их с кривыми растворимости для тех же значений минерализации и полученные точки соединяют плавной линией. Полученная кривая 4 отражает содержание сульфатов для всех значений минерализации и количества кальция в смесях анализируемых вод, т. е. является кривой растворимости сульфата кальция в смесях вод.

3. Если породы продуктивного пласта не засульфачены и смеси вод не могут дополнительно обогащаться сульфатами, то точки *A* и *B* соединяют прямой линией (которая показывает содержание сульфатов и кальция в смесях) и сравнивают положение этой линии смешения с кривой растворимости сульфатов в смесях. Выпадение сульфата кальция в осадок возможно лишь при таком составе смесей, когда кривая растворимости располагается ниже линии смешения.

4. Если породы продуктивного пласта содержат гипс, то в процессе выщелачивания гипса при фильтрации воды по пласту она насыщается сульфатами, изменяет свой состав. Поэтому вместо точки *A* закачиваемых вод

[illegible]

Линии: 1 — выщелачивания гипса; 2, 3 — смещения; 4 — растворимости в смесях вод.
Шифр кривых — минерализация в г/л

146

римости). По данным рис. 43, вся попутная вода во всем диапазоне минерализаций способна отлагать гипс, причем наибольшая пересыщенность гипсом характерна для попутных вод при минерализации 60—120 г/л.

Применение методики А. И. Чистовского не только дает возможность охарактеризовать качественную сторону явления, но и позволяет дать ему количественную оценку. Например, по данным рис. 43 требуется оценить, какое количество сульфатов кальция может выпасть из попутной воды минерализацией 100 г/л. По кривой смешения $A'B$ находим, что в воде этой минерализации должно содержаться сульфатов 2,35 г/л и кальция 5,2 г/л. В то же время по кривой растворимости находим, что при содержании сульфатов 2,35 г/л соответствующее количество кальция равно 4,4 г/л. Пересыщенность воды по кальцию равна разности содержания кальция по линиям смешения и растворимости, она составляет 0,8 г/л. В соответствии с атомными массами элементов, входящих в состав сульфата кальция, 0,8 г/л кальция образуют $0,8 \cdot 136 : 40 = 2,7$ г/л сульфата кальция.

Прогноз выпадения сульфатов стронция и бария по методике А. И. Чистовского по существу не отличается от прогноза для сульфата кальция. Необходимо лишь учитывать следующие обстоятельства: 1) поскольку растворимость сульфатов бария сильно зависит от температуры, исходные кривые растворимости (кривые содержания сульфатов в зависимости от содержания бария) должны использоваться для соответствующей температуры; 2) для загипсованных пород-коллекторов точка A' максимального содержания сульфатов в смесях вод определяется в соответствии с условиями растворимости сульфата кальция аналогично случаю выпадения гипса; 3) при расчетах количества выпадающих сульфатов бария и стронция следует брать содержание сульфат-иона не по линии смешения на графике $SO_4 - Ba (Sr)$, а по кривой растворимости на графике $SO_4 - Ca$. Это объясняется тем, что одновременно с сульфатом бария (стронция) из раствора выпадает сульфат кальция, поэтому бария (стронция) связывается меньше, чем в отсутствии кальция.

Метод А. И. Чистовского позволяет наиболее точно количественно прогнозировать выпадение сульфатных осадков в результате смешения несовместимых вод в нефтяных пластах. Некоторое неудобство представляет его трудоемкость и необходимость предварительного составления графиков растворимости соответствующих сульфатов.

Для решения задач промысловой практики при проектировании разработки нефтяных месторождений, выборе источников водоснабжения или принятии соответствующей схемы подготовки воды обычно не столь важен количественный расчет выпадения осадков. Наибольший интерес представляет принципиальный прогноз — можно ли на данном месторождении при использовании данной воды для заводнения опасаться осложнений последующей эксплуатации вследствие угрозы выпадения сульфатных осадков в скважинах и промысловых коммуникациях или же такой опасности нет. Для решения этой задачи Ю. П. Гаттенбергером предложен следующий путь прогноза возможности выпадения сульфатных солей. В зависимости от того, содержат или не содержат продуктивные породы гипс, который служит дополнительным источником сульфатов, используются два варианта прогноза.

1. Породы пласта-коллектора не содержат гипса. Последовательность расчета следующая.

1. Строим диаграмму смешения закачиваемой и пластовой вод, откладывая по оси абсцисс минерализацию, а по оси ординат — содержание ионов сульфатов, бария, стронция и кальция. 2. По диаграмме для заданных минерализаций находим соответствующие концентрации указанных ионов. 3. Выражаем их в моль/л. 4. Вычисляем произведение концентраций наименее растворимого сульфата бария ($Ba(SO_4)$). 5. Сравниваем полученные произведения концентраций с произведением растворимости сульфата бария в данных условиях. 6. Вычисляем избыток сульфат-иона, оставшийся после связывания бария. 7. Вычисляем произведение концентраций следующего по растворимости сульфата стронция ($Sr(SO_4 - Ba)$). 8. Сравниваем полученные произведения концентраций с произведением растворимости сульфата

стронция. 9. Вычисляем избыток сульфат-иона, оставшийся после связывания бария и стронция. 10. Вычисляем произведение концентраций сульфата кальция (Ca)(SO_4 — Ba — Sr). 11. Сравниваем полученные произведения концентраций с произведением растворимости сульфата кальция в данных условиях.

Превышение произведения концентраций над произведением растворимости указывает на пересыщение раствора и возможность выпадения в осадок соответствующего сульфата. Сравнение удобно производить графически, откладывая произведение концентраций и растворимостей по оси ординат на диаграмме смешения. Если в воде отсутствуют Sr и Ba , то отпадает необходимость в вычислениях по пунктам 4—10 и после п. 3 сразу находим произведение концентраций (Ca)(SO_4).

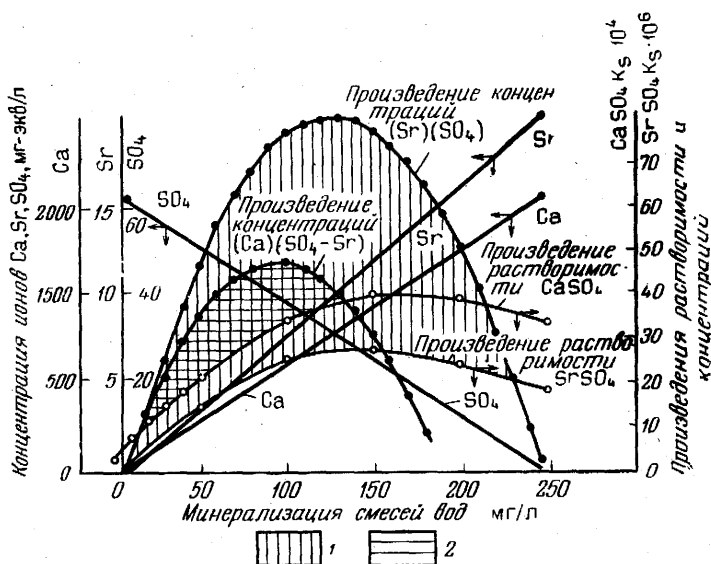


Рис. 44. Прогноз выпадения в осадок сульфатов при смешении пластовой и нагнетаемой вод в пластах без гипсоносных пород (Якушкинское месторождение, пласты девона, по Ю. П. Гаттенбергеру). Нагнетаемая вода: $M=7,3$ г/л; $\text{SO}_4=3090$ мг/л= $=64,4$ мг-экв/л; $\text{Ca}=560$ мг/л= $=28$ мг-экв/л. Пластовая вода: $M=247$ г/л; $\text{SO}_4=30$ мг/л= $=0,6$ мг-экв/л; $\text{Ca}=31400$ мг/л= $=1570$ мг-экв/л; $\text{Sr}=900$ мг/л= $=20,4$ мг-экв/л.

1 и 2 — области пересыщения вод сульфатами стронция и кальция соответственно

II. Породы пласта-коллектора гипсоносны. Следовательно, надо учитывать поступление дополнительного количества SO_4 и Ca за счет выщелачивания гипса.

1. Строим диаграмму смешения закачиваемой и пластовой вод, откладывая по оси абсцисс минерализацию, а по оси ординат — содержания Ba , Sr , Ca . 2. По диаграмме для заданных минерализаций находим соответствующие концентрации этих ионов. 3. Выражаем их в моль/л. 4. Выражаем концентрацию сульфат-ионов в закачиваемой и пластовой водах в моль/л. 5. Используя значения произведений растворимости K_s сульфата кальция (см. табл. 10) для заданных минерализаций и соответствующих содержаний Ca , определяем предельную теоретическую концентрацию сульфат-ионов по формуле ($\text{SO}_4=K_s: (\text{Ca})$). Следует заметить, что при таком подходе концентрация Ca берется по диаграмме без учета его дополнительного поступления из гипса. Для большинства нефтяных рассолов это добавочное количество Ca и простот минерализации относительно невелики и их можно не учитывать при расчете предельной концентрации SO_4 . Только в случае пресных вод с малым содержанием Ca дополнительный источник образования последнего мо-

жет изменить картину и должен быть учтен. Количество дополнительного Са определяется по формуле $\text{Ca} = \frac{40}{96} \text{SO}_4$. 6. Вычисленные по п. 5 предельные концентрации SO_4 наносим на диаграмму смешения. Линия SO_4 поднимается по мере роста минерализации смеси за счет растворения гипса, достигает максимума, а затем снижается. Это вызвано тем, что одновременно с ростом растворимости гипса увеличивается содержание кальция, оказывающего высаливающее действие на SO_4 . Точка максимума содержания SO_4 определяется графически как пересечение восходящей (левой) с нисходящей ветвью концентраций. Точку максимума соединяем с точкой содержания SO_4 в пластовой воде. Она практически совпадает с правой нисходящей ветвью теоретической концентрации. Таким образом, получаем график

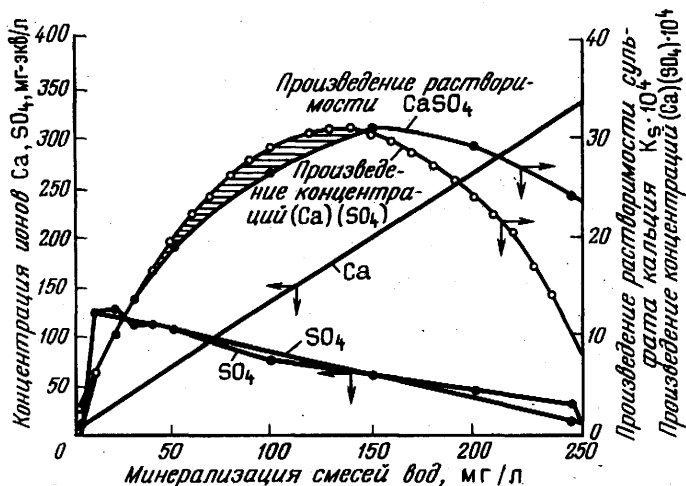


Рис. 45. Прогноз выпадения в осадок сульфатов при смешении пластовой и нагнетаемой вод в гипсоносных породах (Кулешовское месторождение, пласт А₄, по Ю. П. Гаттенбергеру). Нагнетаемая вода: $M=2$ г/л; $\text{SO}_4=300$ мг/л=6,3 мг-экв/л; $\text{Ca}=200$ мг/л=10 мг-экв/л. Пластовая вода: $M=255$ г/л; $\text{SO}_4=500$ мг/л=10,4 мг-экв/л; $\text{Ca}=6700$ мг/л=335 мг-экв/л. Заштрихована область пересыщения вод сульфатом кальция

содержания SO_4 в смеси вод с учетом выщелачивания гипса. Дальнейшие расчеты производим аналогично случаю I, п. 4—11.

Если необходимо дать количественную оценку способных к выпадению в осадок сульфатов, можно графически определить пересыщенность смешивающихся вод по сульфат-иону и в соответствии с атомными массами образующихся сульфатов подсчитать их количество.

Примеры прогноза с полным расчетом даны на рис. 44 для пластов без гипса (Якушкинское месторождение, девон) и на рис. 45 для загипсованных пород (Кулешовское месторождение, пласт А₄). Для Якушкинского месторождения сульфат стронция может выпасть почти во всем диапазоне смесей вод с минерализацией от 10 до 230 г/л, а сульфат кальция — в ограниченном диапазоне смесей с минерализацией от 10 до 135 г/л. Для Кулешовского месторождения область пересыщения охватывает диапазон смесей вод с минерализацией 40—145 г/л.

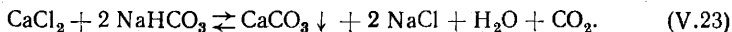
Изложенный метод прогноза выпадения осадков сульфатов заведомо учитывает наиболее жесткие условия. Во-первых, принимается, что осадки выпадают всегда, когда есть пересыщение, т. е. не учитывается возможность существования пересыщенных растворов. А она вполне реальна и доказана. Во-вторых, не учтена сульфат-редукция, широко распространенная в нефтяных пластах. Вследствие сульфат-редукции фактическое содержание суль-

фатов будет меньше расчетного. Эти обстоятельства влияют на точность прогноза в большей степени, чем пренебрежение температурой (для Са и Sg) и давлением. Однако важно, что данный метод дает «запас прочности», т. е. в некоторых случаях, когда по прогнозу выпадение сульфатов возможно, фактически сульфаты выпадать не будут. Напротив, отрицательный прогноз достоверен.

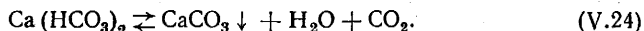
5.3. Прогноз образования карбонатных осадков

Карбонатные отложения, встреченные в скважинах при разработке нефтяных месторождений, представлены главным образом карбонатом кальция и отчасти карбонатом магния.

Карбонат кальция может образоваться в результате двоякого процесса. Во-первых, он осаждается при смешении несовместимых вод по следующей схеме реакции:



Во-вторых, возможно его образование при разложении бикарбоната кальция в результате изменения физико-химических условий:



По этим схемам реакций видно, что необходимо некоторое количество свободного CO_2 (или H_2CO_3) в воде, чтобы реакции смещались в сторону растворения карбоната кальция. Связь между растворимостью карбоната кальция и содержанием (парциальным давлением) двуокиси углерода была установлена еще в конце XIX в. Большинство исследователей предполагается, что выделение двуокиси углерода из воды при снижении давления ниже давления насыщения (как в пласте, так и при подъеме жидкости в стволе скважины) — основная причина образования карбонатных отложений при разработке нефтяных месторождений.

С другой стороны, когда двуокись углерода приходит в контакт с водой, она образует угольную кислоту, которая диссоциирует на ионы водорода, гидрокарбонат и карбонат-ион согласно уравнениям



Константа диссоциации угольной кислоты первой степени K_1 для уравнения (V.26) равна $4,54 \cdot 10^{-7}$ при 25 °С, а константа диссоциации угольной кислоты второй степени K_2 для уравнения (V.27) равна $5,61 \cdot 10^{-11}$ при 25 °С. Поскольку K_2 много меньше K_1 , то ионы водорода, образующиеся при первой диссоциации угольной кислоты, реагируют с карбонат-ионом, находящимся в воде в результате растворения карбоната кальция, образуя бикарбонат-ионы. Таким образом, предполагается, что растворенный CaCO_3 в основном существует в растворе не в виде кальция и карбонат-ионов, а в виде кальция и бикарбонат-ионов. Количественные соотношения между CO_2 , HCO_3^- и CO_3^{2-} (карбонатное равновесие) в значительной степени определяются концентрацией ионов водорода (величиной pH). Таким образом, величина pH характеризует условия равновесия между жидкой фазой, с одной стороны, твердой и газообразной — с другой. На этом основаны некоторые методы прогноза осаждения карбоната кальция из его водных растворов.

В дистиллированной воде при контакте с воздухом, где парциальное давление CO_2 составляет около 0,1 МПа, растворяется 0,053 г CaCO_3 в 1 л воды (при температуре 25 °С). Эта величина примерно в 40 раз меньше растворимости гипса. Влияние парциального давления CO_2 на растворимость карбоната кальция при температуре 25 °С показано на рис. 46. При увеличении парциального давления CO_2 от 0,1 до 5,0 МПа растворимость CaCO_3 увеличивается втрое.

Другим фактором, оказывающим большое влияние на растворимость CaCO_3 , является температура. С ее ростом растворимость CaCO_3 существенно снижается. Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных осадков в нагнетательных скважинах, куда закачивается вода, насыщенная при поверхностной температуре карбонатом кальция. Этим же объясняется образование накипи в котлах, бойлерах и т. п.

Методика и подробные примеры расчетов образования карбоната кальция вследствие распада бикарбонатов при повышении температуры изложены в книге И. Э. Апельцина (1960 г.). Эта методика широко используется для прогноза выпадения карбонатных осадков из закачиваемой поверхностной воды в порах пластов. Однако она непригодна для прогноза выпадения карбонатов в скважинах и промысловом оборудовании из вод, извлекаемых совместно с нефтью.

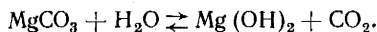
При подъеме попутной воды в скважинах происходит снижение температуры (увеличение растворимости CaCO_3) и давления. Последнее приводит к потере двуокиси углерода из воды (снижение растворимости CaCO_3). В подавляющем большинстве случаев преобладает влияние снижения содержания CO_2 , в результате чего образуется осадок CaCO_3 .

В растворах электролитов, не имеющих общих ионов (кальция или бикарбонат-иона), растворимость CaCO_3 увеличивается до определенной концентрации, после чего она снижается. Максимальная растворимость в растворах NaCl отмечается при концентрации NaCl 120 г/кг воды.

Влияние CO_2 и температуры на растворимость CaCO_3 в минерализованной воде примерно такое же, как в пресной воде.

Выпадение осадков карбоната магния происходит по тем же схемам реакций (V.23) и (V.24), которые приведены выше для карбоната кальция. Растворимость карбоната магния, как и карбоната кальция, увеличивается с увеличением парциального давления CO_2 и уменьшается при увеличении температуры. Однако осадки карбоната магния обычно не представляют такой опасности. Растворимость магния в дистиллированной воде составляет 0,223 г/л, т. е. почти в 4 раза превышает растворимость карбоната кальция. Поскольку в состав природных вод, содержащих магний, входит и кальций, то любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, также уменьшает растворимость карбоната кальция. Карбонат кальция начинает выпадать в осадок, что приводит к соответствующему снижению содержания карбоната-иона в растворе. Поэтому, несмотря даже на существенные нарушения условий карбонатного равновесия, осадков карбоната магния обычно не образуется.

Исключения из общего правила могут возникать при смешении вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Mg^{2+} , Ca^{2+} , CO_3^{2-} , а другая содержит большое количество ионов Mg^{2+} . В этом случае карбонат магния может выпасть в осадок раньше карбоната кальция. При температуре выше 82 °C карбонат магния разлагается с образованием гидроокиси магния по уравнению



Гидроокись магния обычно накапливается в паровых котлах, бойлерах. Она обнаружена в США в некоторых глубоких скважинах с высокой пластовой температурой.

Проблема прогноза выпадения осадков карбоната кальция на нефтяных месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения, весьма сложна. Значения произведения растворимости CaCO_3 и константы диссоциации угольной кислоты изучены только применительно к атмосферному

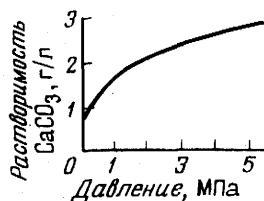


Рис. 46. Влияние парциального давления CO_2 на растворимость CaCO_3 в дистиллированной воде при 25 °C

давлению и маломинерализованным водам и для пластовых условий нефтяных месторождений нуждаются в дополнительном изучении.

При использовании вод в системах коммунального и промышленного водоснабжения, водонагревательных устройствах и т. п. предложено несколько методов прогноза образования осадков карбоната кальция. Они основаны на сравнении фактического pH воды с расчетным значением pH_s при насыщении данной воды карбонатом кальция. В качестве меры сравне-

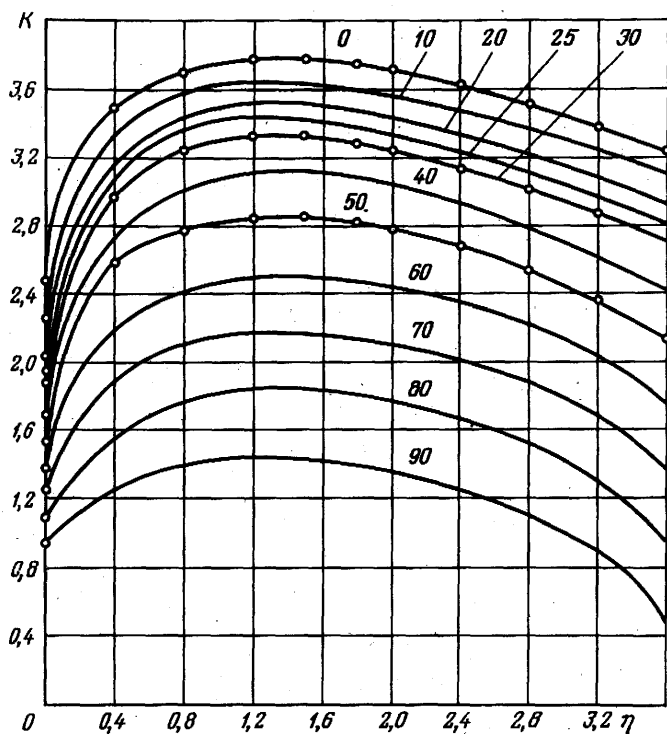


Рис. 47. Зависимость величины K от ионной силы растворов η . Шифр кривых — температура в $^{\circ}C$

ния обычно используют «индекс стабильности» Ist . Он определяется по выражению $Ist = 2pH_s - pH$. Способность данной воды отлагать или растворять карбонат кальция оценивается по следующим значениям индекса стабильности: $Ist > 8,7$ — вода очень агрессивная, осадок $CaCO_3$ не образуется; $8,7 > Ist > 6,9$ — вода среднеагрессивная; $6,9 > Ist > 6,4$ — вода стабильная; $6,4 > Ist > 3,7$ — вода выделяет осадок $CaCO_3$; $3,7 > Ist$ — вода сильно пресыщена $CaCO_3$, образует осадок.

Величина pH_s для вод, насыщенных карбонатом кальция, может быть вычислена с достаточной точностью для пресных вод с минерализацией не выше 3–4 г/л. Это вполне пригодно для большинства случаев коммунального и промышленного водоснабжения и водоиспользования. Однако пластовые воды нефтяных месторождений обычно высокоминерализованные и для них расчет величины pH_s сопряжен со значительными трудностями.

Для расчёта величины pH_s в природных водах Г. А. Стифом и Л. Е. Дэвисом предложено следующее уравнение

$$pH_s = pCa + pЩ + K, \quad (V.28)$$

где pCa — отрицательный десятичный логарифм концентрации кальция; $pЩ$ — отрицательный десятичный логарифм концентрации ионов слабых кислот (щелочности); K — постоянная, величина которой зависит от минерализации и температуры.

Для нахождения K по экспериментальным данным построен график (рис. 47) зависимости K от ионной силы растворов μ для различных температур. Ионная сила $\mu = 0,5(C_1N_1^2 + C_2N_2^2 + \dots + C_nN_n^2)$, где C — концентрация ионов, моль/кг воды (моляльность); N — валентность ионов. Моляльность ионов может быть определена исходя из значений концентрации (в мг-экв/кг) раствора и относительной плотности по уравнению

$$C = \frac{a}{N \left(1000 \rho - \frac{M}{1000} \right)},$$

где a — концентрация, мг-экв/кг раствора; N — валентность; ρ — относительная плотность раствора; M — общая минерализация раствора, мг/кг раствора.

Для расчетов ионной силы природных вод в табл. 12 приведены значения пересчетных коэффициентов. При умножении содержания каждого иона, концентрация которого выражена как обычно при химических анализах в мг-экв/л или в мг/кг раствора, на соответствующий коэффициент получается величина, равная ионной силе данного иона. Ионная сила раствора равна сумме ионных сил индивидуальных ионов.

Таблица 12

Пересчетные коэффициенты для вычисления ионных сил индивидуальных ионов

Ионы	Пересчетные коэффициенты для концентраций, выраженных в		Ионы	Пересчетные коэффициенты для концентраций, выраженных в	
	мг-экв/л	мг/кг		мг-экв/л	мг/кг
Na^+	$5 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-5}$	Cl^-	$5 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{-5}$
Ca^{2+}	$1 \cdot 10^{-3}$	$5,0 \cdot 10^{-5}$	HCO_3^-	$5 \cdot 10^{-4}$	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Mg^{2+}	$1 \cdot 10^{-3}$	$8,2 \cdot 10^{-5}$	SO_4^{2-}	$1 \cdot 10^{-3}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$

Таблица 13

Концентрации ионов

Ионы	мг/кг	мг-экв/л	%-экв	Ионы	мг/кг	мг-экв/л	%-экв
Na^+	45 730	1966	37,4	Cl^-	88 300	2472	47,0
Ca^{2+}	8 570	428	8,1	HCO_3^-	46	0,7	0
Mg^{2+}	2 819	231	4,4	SO_4^{2-}	7 530	158	3,0

В подземных водах слабые кислоты обычно представлены бикарбонат-ионом, поэтому в большинстве случаев $pH = pHCO_3$.

На рис. 48 представлен график для нахождения значений pCa и pH по концентрациям кальция и бикарбонатов (в мг/кг раствора).

Пример расчета величины pH пластовых вод. Результаты анализа пластовой воды приведены в табл. 13.

Относительная плотность воды при температуре $25^\circ C$ $\rho_{25} = 1,072$, $pH = 6,1$.

Для расчета ионной силы воспользуемся пересчетными коэффициентами из табл. 12 и значениями концентраций ионов (в мг/кг раствора). Ионные

силы каждого иона соответственно равны: $Na - 1,0061$; $Ca - 0,4285$; $Mg - 0,2312$; $Cl - 1,2362$; $HCO_3 - 0,0004$; $SO_4 - 0,0158$. Ионная сила раствора $\mu = 2,9182 = 29,2$. По графику (см. рис. 47) находим, что при ионной силе $\mu = 2,92$ для температуры $25^\circ C$ коэффициент $K = 3,08$. Значения pCa и pH находим по графику (см. рис. 48). При концентрации Ca , равной 8570 мг/кг, $pCa = 0,67$; при концентрации $HCO_3 = 46$ мг/кг $pH = 3,12$. Таким образом, $pH_s = pCa + pH + K = 0,67 + 3,12 + 3,08 = 6,87$.

Индекс стабильности $Ist = 2pH_s - pH = 7,64$. Таким образом, данная вода недонасыщена карбонатом кальция, осадков $CaCO_3$ из нее не образуется.

Применение указанной методики требует знания истинной величины pH и содержания бикарбонатов в воде в пластовых условиях, тогда как обычно эти измерения производят по пробам воды в поверхностных условиях и иногда по истечении длительного времени после отбора проб. Такие данные могут существенно исказить фактическую картину. Поэтому при использовании поверхностных проб необходимо сразу же замерить pH . Можно полагать, что при подъеме воды по стволу скважины карбонатное равновесие не успевает существенно нарушиться и по отобранным пробам можно получить необходимую информацию.

Прогноз выпадения карбонатных осадков может быть также осуществлен путем сравнения теоретической растворимости бикарбоната кальция в смеси пластовой и закачиваемой вод с его содержанием в исследуемой воде, определенным или непосредственно по данным химического анализа, или по диаграмме смешения. Теоретический расчет растворимости бикарбоната кальция, требующий сведений о содержании растворенной двуокиси углерода, ионной силе раствора и коэффициентах активности кальциевых и бикарбонатных ионов, производится по формуле

$$m_{Ca}^3 = \frac{K_1 L_{CaCO_3} m_{CO_2}}{4 K_2 f_{Ca} f_{HCO_3}^2},$$

где m_{Ca} — растворимость бикарбоната кальция, моль/л; K_1 и K_2 — первая и вторая константы диссоциации угольной кислоты; m_{CO_2} — содержание рас-

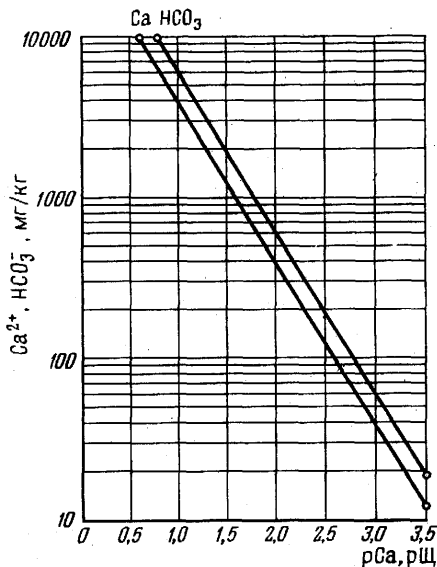


Рис. 48. График для нахождения pCa и pH по концентрациям ионов Ca^{2+} и HCO_3^-

творенной двуокиси углерода, моль/л; L_{CaCO_3} — термодинамическое произведение растворимости карбоната кальция; f_{Ca} и f_{HCO_3} — коэффициенты активности ионов.

Числовые значения констант диссоциации, произведения растворимости и способы вычисления коэффициентов активности приведены в ряде специальных работ. В целом этот расчет требует сложных вычислений.

Г. П. Волобуевым и Л. Е. Сокирко построен график зависимости растворимости бикарбоната кальция от минерализации воды, при различных температуре и содержании растворенной двуокиси углерода (рис. 49). Использование этого графика значительно упрощает нахождение теоретической растворимости бикарбоната кальция. Например, минерализация смешанной в пластовых условиях при температуре 100 °С воды составляет 35 г/л, концентрация растворенной CO_2 $2,5 \cdot 10^{-3}$ моль/л. По графику находим, что предельная растворимость бикарбонатов кальция для данных условий составит 0,867 г/л. К сожалению, график составлен для довольно ограниченного диапазона изменения минерализации, температуры и содержания CO_2 .

Избыток содержания бикарбоната кальция, определенного химическим анализом данной смешанной воды или по диаграмме смешения, над теоретической растворимостью представляет собой то количество $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, которое образует осадок карбоната кальция по реакции $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 = \text{CaCO}_3 \downarrow + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$. Исходя из молекулярных масс соединений, участвующих в реакции, из 1 г $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ выпадает 0,62 г CaCO_3 .

Для прогноза образования карбонатных осадков можно использовать последовательно во времени химические анализы проб воды. Например, если в отобранных пробах за короткий промежуток времени величина pH увеличивается, а содержание бикарбонатов уменьшается, то это служит явным признаком выпадения карбонатных осадков.

В целом необходимо признать, что критерии прогноза отложения карбонатных осадков при разработке нефтяных месторождений еще недостаточно разработаны. Нередко выпадение этих осадков является неожиданностью для промысловых работников. Приведенные выше сведения о растворимости карбонатов и бикарбонатов кальция и указанные методы расчета их растворимостей в ряде случаев могут предупредить о выпадении карбонатов в осадок, но для полного решения проблемы требуются дополнительные исследования. В частности, необходимы исследования растворимости CaCO_3 в водах высокой минерализации при различных парциальных давлениях CO_2 . Кроме того, должно быть уделено самое серьезное внимание изучению pH и содержанию CO_2 в подземных водах нефтяных месторождений.

Помимо недоработанности ряда теоретических положений и отсутствия сведений о некоторых константах в необходимом диапазоне условий задача осложняется тем, что закачиваемая в нефтяные пласты вода обогащается двуокисью углерода, ранее растворенной в нефти. При подъеме жидкости в скважинах выделение ее, а следовательно, и выпадение карбонатных осадков сильно зависят не только от состава воды и термодинамических условий пластов и скважин, но также и от нефти, движущейся вместе с водой. Учет совокупности всех факторов с достаточной детальностью не проводится.

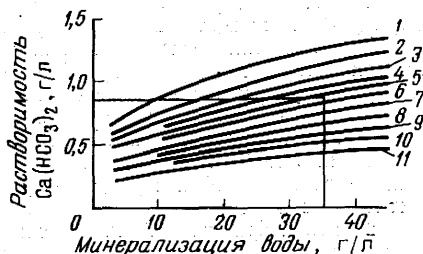


Рис. 49. Зависимость растворимости бикарбоната кальция от минерализации воды (по Г. П. Волобуеву и Л. Е. Сокирко):

1, 3 — для 75 °С и концентраций CO_2 соответственно $5,08 \cdot 10^{-3}$, $2,54 \cdot 10^{-3}$ моль/л; 2, 5, 8, 10 — для 100 °С и концентрации CO_2 соответственно $5,08 \cdot 10^{-3}$, $2,54 \cdot 10^{-3}$; $1,01 \cdot 10^{-3}$; $0,508 \cdot 10^{-3}$ моль/л; 4, 6, 7 — для 125 °С и концентраций CO_2 соответственно $10,4 \cdot 10^{-3}$; $7,60 \cdot 10^{-3}$; $5,08 \cdot 10^{-3}$; $2,54 \cdot 10^{-3}$ моль/л; 9, 11 — для 150 °С и концентрации CO_2 $5,08 \cdot 10^{-3}$; $2,54 \cdot 10^{-3}$ моль/л

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Молекулярные силы, влияющие на распределение нефти, газа и воды в пласте

На характер залегания нефти, газа и воды в нефтяном пласте наряду с различными величинами плотности влияют поверхностные явления, вызываемые межмолекулярными силами: поверхностное натяжение на границе двух различных веществ и избирательное смачивание.

При поверхностном натяжении межмолекулярные силы как бы создают поверхностную пленку на границе двух различных веществ толщиной, равной радиусу сферы действия частиц.

В нефтяном пласте поверхностное натяжение зависит от следующего:

1) количества поверхностно-активных примесей в нефти — смолистых веществ, нафтеновых кислот; наибольшая величина поверхностного натяжения на границе нефти с водой — при наименьшем содержании поверхностно-активных веществ;

2) характера другой жидкости, с которой нефть соприкасается; так, при соприкосновении с водой в большинстве случаев поверхностное натяжение нефти меньше, чем при соприкосновении с газом и воздухом;

3) поверхностное натяжение увеличивается с повышением давления, но резко уменьшается с подъемом температуры;

4) величина поверхностного натяжения вод на границе с нефтью зависит от солевого состава вод, от состава нефти.

При соприкосновении воды с твердым телом могут возникнуть два прямо противоположных явления. Если вода хорошо смачивает твердое тело, поверхность соприкосновения называют гидрофильной, если не смачивает — гидрофобной.

Многие исследователи (Ш. К. Гиматудинов, А. Г. Ковалев, Ф. Мур, Р. Слобода, И. Ньюкомби) делят породы по смачиваемости на три класса: 1) гидрофильные; 2) гидрофобные; 3) породы характеризующиеся промежуточной, или нейтральной, смачиваемостью.

К гидрофильным породам И. Ньюкомби относит коллекторы с углом смачивания $\theta \leq 45^\circ$, а Ф. Мур и Р. Слобода — с углом смачивания $\theta < 30^\circ$. Л. В. Лютин считает, что к гидрофобным следует относить коллекторы, в которых самопроизвольное впитывание в насыщенный нефтью пористый образец не наблюдается уже при углах смачивания около 70° .

С поверхностным натяжением и явлениями молекулярного притяжения воды и породы тесно связаны капиллярные явления. Внешние капиллярность выражается в образовании мениска в трубке с незначительным диаметром, вызывающего подъем или опускание уровня над или под уровнем воды, в которую погружена жидкость. Подъем жидкости происходит при смачивании ею стенок трубки, а опускание — при несмачивании.

Величину капиллярного подъема h можно определить по уравнению

$$h = \frac{2\delta_{вн} \cos \theta_{вн}}{r_1 g (\rho_{в} - \rho_{н})}, \quad (VI.1)$$

где $\delta_{вн}$ — поверхностное натяжение по границе вода — нефть; $\theta_{вн}$ — крайний угол смачивания на той же границе; r_1 — радиус капиллярной трубки; g — ускорение силы тяжести; $\rho_{в}$ — плотность воды; $\rho_{н}$ — плотность нефти.

Согласно уравнению (VII.1), высота капиллярного подъема увеличивается: а) при уменьшении радиуса капиллярной трубки; б) при увеличении плотности нефти; в) при уменьшении краевого угла смачивания; г) при увеличении поверхностного натяжения на границе вода — нефть. Высота

подъема увеличивается также при увеличении минерализации воды и уменьшении температуры.

На рис. 50 приведены кривые распределения фаз в песчаных породах с разной проницаемостью, полученные в лаборатории при вытеснении воды воздухом. Анализ результатов свидетельствует о наличии тесной связи между капиллярным давлением и водонасыщенностью, а также проницаемостью. Чем больше проницаемость породы при одном и том же капиллярном давлении, тем меньше водонасыщенность. Это можно объяснить только особенностью строения порового пространства пород с разной проницаемостью. Чем больше проницаемость, тем больше в ней пор большого диаметра и

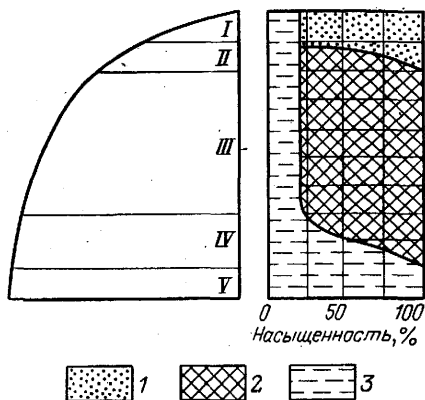
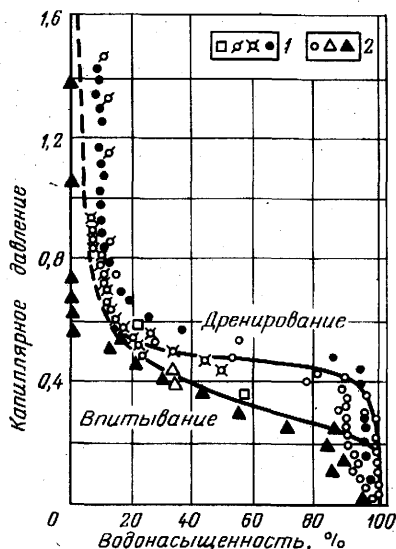


Рис. 51. Типичное размещение нефти, газа и воды в пласте

I — газовая шапка; II — зона перехода от газа к нефти; III — нефтяная залежь; IV — зона перехода от нефти к воде; V — водоносная зона.
1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

Рис. 50. Кривые капиллярного давления для чистых цементированных песчаников (по Леверетту):

1 — дренирование; 2 — впитывание (для разных песчаников)

меньше пор малого диаметра. Величина же капиллярного давления тесно связана с размером пор.

Если в пористой среде имеются две несмешивающиеся фазы, можно на основании лабораторных опытов по данным о капиллярном давлении и насыщенности фаз установить распределение пор по размерам.

Из-за наличия капиллярного подъема в нефтяных пластах отсутствуют четкие контакты между нефтью и водой и между газом и нефтью. На контакте нефть — вода наблюдается капиллярный подъем воды, а на контакте газ — нефть — нефти, причем в неоднородных песчаных коллекторах высоты подъема в различных поровых каналах неодинаковы.

На рис. 51 приведена схема типичного размещения нефти, газа и воды в нефтяном пласте, 20 % пор которого составляют субкапиллярные каналы. Между нефтью и водой наблюдается переходная зона мощностью несколько метров. Обычно эта зона хорошо прослеживается на каротажных диаграммах скважин, вскрывших в подошве пласта воду, по постепенному повышению кажущегося удельного сопротивления. Выше нефть залегает в капиллярных и сверхкапиллярных каналах, а в субкапиллярных каналах находится вода, т. е. 20 % пор занято водой. Между газом и нефтью также находится переходная зона, значительно меньшая по высоте, так как

поверхностное натяжение нефти меньше, чем воды, а следовательно, и меньше высота капиллярного подъема нефти. В газовой шапке капиллярные поры заняты газом, а субкапиллярные — водой.

Согласно исследованиям Маскета, мощность газонефтяной переходной зоны обычно составляет около 30—35 % от мощности водонефтяной переходной зоны.

§ 2. Силы, движущие нефть в пласте при его эксплуатации

При эксплуатации нефтяного пласта одновременно действуют силы, движущие нефть в пласте и затрудняющие ее вытеснение из пласта.

К числу сил, движущих нефть в пласте, относятся: а) напор краевых вод; б) упругость жидкости и породы; в) давление сжатого газа; г) выделение и расширение газа, растворенного в нефти; д) сила тяжести нефти; е) дифференциальная энергия внутренних поверхностей пористой среды и жидкости.

Напор краевых вод. Краевые воды, находящиеся под большим давлением, при понижении давления в пласте на эксплуатирующейся площади приходят в движение и продвигают нефть к забоям скважин. При большом напоре краевых вод можно создать значительный перепад давления между нефтяной залежью и напором вод, а следовательно, обеспечить высокую добычу нефти.

Эффективность действия краевых вод зависит от того, насколько поддерживается их напор на контуре нефтеносности. Благоприятными естественными условиями, способствующими поддержанию напора краевых вод, являются хорошая проницаемость пласта, близость выхода пласта на дневную поверхность, пополнение ее атмосферными и поверхностными водами в большом размере, чем отбор жидкости из залежи. При нарушении последнего условия, хотя и будет наблюдаться продвижение краевых вод в нефтяную залежь, но их напор снизится.

Упругость жидкости и породы. При недостаточном напоре краевых вод при эксплуатации нефтяной залежи давление снижается не только в самой залежи, но и в водоносной части пласта вокруг месторождения. Снижение давления приводит в действие упругие силы пласта — происходит расширение жидкости (нефти и воды), а также породы. Вода приходит в движение и внедряется в нефтяную залежь. Когда нефтяные залежи удалены от выходов пласта на поверхность на сотни километров, снижение давления захватывает огромные массы воды, благодаря чему может быть добыто значительное количество нефти.

Давление сжатого газа. При пересыщенности нефти газом свободный газ скапливается в повышенной части пласта, образуя газовую шапку. При отборе нефти из нефтяной части залежи и падении в ней давления газ, находящийся в газовой шапке под большим давлением, начинает расширяться и вытеснять нефть к забоям скважин.

Известны случаи, когда газовая шапка постепенно образовывалась в пласте в процессе эксплуатации, чему способствовало: 1) падение давления в пласте ниже давления насыщения нефти газом, приводящее к появлению свободного газа в пласте; 2) высокая проницаемость пласта, благоприятствующая быстрой миграции газа в повышенную часть пласта; 3) значительный наклон пласта, ускоряющий миграцию газа и создание газовой шапки.

Расширение газа, растворенного в нефти. При ухудшенной проницаемости коллекторов или усиленном отборе нефти выделяющийся при понижении давления и рассеянный в нефти в виде мельчайших пузырьков газ движется к забоям ближайших скважин, а не в повышенную часть пласта. При приближении к скважине, где давление начинает резко понижаться, пузырьки газа расширяются и начинают сливаться, занимая целиком отдельные поровые каналы, вытесняя из них нефть в скважину. Вследствие очень малой вязкости газа происходит проскальзывание пузырьков

ков газа и в целом их коэффициент полезного действия при вытеснении нефти оказывается небольшим.

Сила тяжести нефти. Сила тяжести, создаваемая столбом нефти, приобретает практическое значение только тогда, когда напор краевых вод отсутствует или сильно снижен. При хорошей проницаемости пласта под действием силы тяжести нефть перетекает в пониженные части пласта. По мере отбора нефти уровень ее в пласте понижается, а верхняя часть пласта постепенно осушается. При плохой проницаемости пласта нефть под действием силы тяжести движется только по направлению к забою ближайшей скважины, где в результате эксплуатации давление сильно понижено. При этом верхняя часть пласта осушается, и уровень нефти в пласте приобретает форму воронки.

Дифференциальная энергия внутренних поверхностей пористой среды и жидких фаз. Сущность процесса при действии дифференциальной энергии внутренних поверхностей пористой среды для различных жидких фаз выражается в том, что вода обладает способностью перетекать из более проницаемой породы в менее проницаемую независимо от действия гравитационных сил и давления. При этом вода, конечно, должна предпочтительно смачивать породу.

Наряду с силами, способствующими движению нефти и газа в пласте, действуют и противоположные силы, удерживающие их в пласте, — сопротивление трения (гидравлическое сопротивление), капиллярные силы и связанный с ними эффект Жамэна, а также явление относительной фазовой проницаемости.

§ 3. Эффективная и относительная фазовая проницаемости

Нефтяные пласты насыщены разными фазами, одна из этих фаз (вода) обычно хорошо смачивает породу, а другие (нефть и газ) не смачивают.

Установлено, что для смачивающей фазы существует вполне определенная минимальная величина насыщенности, при которой эта фаза не может быть извлечена из пласта под действием перепада давления (равновесная насыщенность смачивающей фазы). Эту величину можно рассматривать также как предельное значение остаточной насыщенности, так как меньшую величину насыщенности нельзя получить даже при неограниченном протекании сквозь породу несмачивающей фазы.

При значении насыщенности выше критического для смачивающей фазы начинается ее движение под действием перепада давления. Количество протекающей смачивающей фазы определяется площадью поперечного сечения, занимаемой фазой в пористой среде, или, иначе говоря, степенью насыщенности. Чем больше насыщенность, тем больше протекает жидкости.

Таким образом, проницаемость для смачивающей фазы повышается по мере увеличения насыщенности породы этой фазой.

При дальнейшем увеличении насыщенности смачивающей фазы несмачивающая фаза теряет свою непрерывность и распадается на отдельные капли, устремляющиеся в крупные поры, в которых они остаются, т. е. несмачивающая фаза становится диспергированной, находящейся в состоянии дискретной (островной) насыщенности. Изолированный пузырек, или капля несмачивающей фазы, движется только под влиянием перепада давления внутри движущейся смачивающей фазы. Для вытеснения такого пузырька необходим очень большой перепад давления, способный протолкнуть его через капиллярные сужения, создать который в пласте практически невозможно.

Таким образом, в реальных современных условиях разработки нефтяных месторождений по описанным причинам оказывается невозможным полное извлечение несмачивающей фазы (нефти и газа) из недр.

Весьма важным фактором является относительная независимость движения двух или трех фаз в пористой среде. Эффективная проницаемость для данной фазы зависит от подвижности этой фазы при ее преобладающем

распределении и насыщенности. Вместе с тем эффективная проницаемость для каждой из фаз отличается от абсолютной проницаемости породы, определенной при фильтрации через нее одной фазы. В связи с этим при наличии двух или трех фаз наряду с эффективной проницаемостью для одной из фаз введено понятие относительной проницаемости, под которым понимают отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

Экспериментальные кривые относительной проницаемости впервые были получены Виковым и Ботсетом (рис. 52) на образцах несцементированных песков и сцементированных песчаников. Смачивающей фазой служила вода, несмачивающей — углекислый газ. Согласно рис. 52, фильтрация воды через несцементированные пески начинается при насыщенности, близкой к 30 %

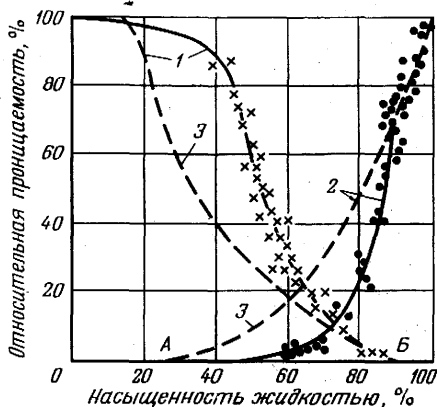


Рис. 52. Кривые относительной проницаемости для сцементированного песчаника, а также усредненные кривые для несцементированного песка проницаемостью $178 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$

1 — газ; 2 — жидкость; 3 — несцементированный песок

проницаемость для нефти равна 34 % (точка А). При той же нефтенасыщенности и водонасыщенности 20 % относительная проницаемость для нефти увеличивается примерно до 38 % (точка Б). При водонасыщенности, равной нулю, и нефтенасыщенности 60 % относительная проницаемость для нефти становится равной 18 % (точка В).

На рис. 54 показаны области, в которых возможно движение одновременно одной, двух и трех фаз. При газонасыщенности более 35 % в пористой среде движется только один газ, при газонасыщенности 18—35 % и водонасыщенности менее 40 % совместно движутся нефть и газ. При водонасыщенности от 18 до 85 % и нефтенасыщенности от 15 до 82 % (газонасыщенность составляет не более 15 %) одновременно движутся нефть и вода. Область движения трех фаз очень мала и расположена в ближайших окрестностях точки, имеющей газонасыщенность 20 %, нефтенасыщенность 30 % и водонасыщенность 50 %.

Вследствие наличия фазовых проницаемостей коэффициенты проницаемости, определенные по данным исследования безводных скважин, отображают не абсолютную, а эффективную фазовую проницаемость для нефти.

Появление в продукции скважин пластовой воды указывает на увеличение содержания воды в порах выше равновесной насыщенности смачивающей фазы и уменьшение содержания в них нефти. Увеличение содержания воды в продукции скважин свидетельствует о дальнейшем снижении содер-

(точка А, соответствующая равновесной насыщенности смачивающей фазы), и достигает 100 % при 100 %-ной насыщенности песка водой, т. е. при отсутствии несмачивающей фазы. Фильтрация газа начинается при насыщенности, близкой к 10 % (точка Б, соответствующая равновесной насыщенности несмачивающей фазы). С увеличением газонасыщенности относительная проницаемость для газа растет и достигает максимума при насыщенности 100 %.

Подобного типа кривые получены для нефти и газа, нефти и воды.

При насыщенности образца газом, нефтью и водой относительная проницаемость для газа и нефти зависит от насыщенности его всеми тремя фазами. На рис. 53 приведена треугольная диаграмма, на которой нанесены линии постоянных значений относительной проницаемости для нефти (по Леверетту). Анализ этой диаграммы показывает, что при нефтенасыщенности 60 % и водонасыщенности 40 % относительная

жания нефти в порах, уменьшении эффективной проницаемости для нефти, а следовательно, и дебита нефти.

Появление в пласте пузырьков газа, выделившегося из нефти вследствие понижения давления ниже давления насыщения, приводит также к уменьшению нефтенасыщенности и вместе с этим эффективной проницаемости для нефти. При дальнейшем понижении давления объем, занятый пузырьками газа, увеличивается, эффективная проницаемость для газа растет, что приводит к росту дебита газа и газового фактора.

Однако, если газ находится в пласте только в растворенном состоянии, ограниченность его ресурсов накладывает ограничение на дебит газа и газовый фактор скважин. В первый период после падения давления ниже давления насыщения газовый фактор скважин возрастает, но затем, достигнув некоторого максимума, в связи с истощением ресурсов газа снижается.

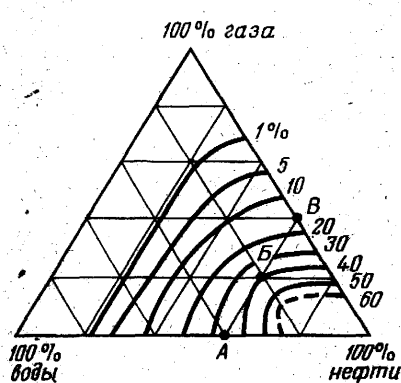


Рис. 53. Относительная проницаемость для нефти как функция насыщенности (по Леверетту)

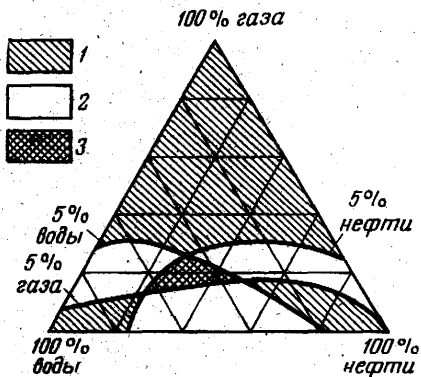


Рис. 54. Состав трехфазного потока в пористой среде в зависимости от насыщенности фазами (по Леверетту)

Область течения: 1 — преимущественно однофазного; 2 — преимущественно двухфазного; 3 — трехфазного

§ 4. Природа пластовых давления и температуры в недрах

Пластовые давление и температура — важнейшие энергетические характеристики залежей нефти и газа. Они определяют притоки к забоям скважин нефти, газа, воды и подъема их к земной поверхности по стволу скважин; влияют на фазовое состояние углеводородов в недрах; оказывают значительное воздействие на величину запасов нефти и особенно газов; определяют условия бурения, вскрытия и освоения пластов в скважинах. Изучение давления и температуры продуктивных пластов составляет одну из важнейших сторон деятельности геологической службы всех нефтегазодобывающих предприятий.

Пластовое давление — это внутреннее давление в пустотном пространстве осадочных пород, которое проявляется при вскрытии пластов, насыщенных каким-либо флюидом. Иными словами, пластовое давление — это давление жидкости или газа в нефтеносных, газоносных или водоносных пластах-коллекторах, находящихся в условиях естественного залегания. Пластовое давление всегда может быть выражено высотой столба жидкости, уравновешивающего это давление, в соответствии с общим выражением

$$p_{пл} = \rho gh, \quad (VI.2)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; ρ — плотность жидкости; g — ускорение силы тяжести; h — высота столба жидкости, уравновешивающего пластовое давление.

Высота h обычно называется пьезометрическим напором или пьезометрической высотой. При практических подсчетах, когда пьезометрическую высоту выражают в м, а плотность в г/см^3 , формулу (VI.2) обычно записывают в следующем виде:

$$p_{\text{пл}} = \frac{\rho h}{c},$$

где коэффициент c зависит от применяемых единиц измерения давления. Если давление выражено в МПа, то $c=102$; если давление выражено в кгс/см^2 , $c=10$. На нефтяных и газовых промыслах СССР до сих пор давление часто измеряют в кгс/см^2 ; тогда

$$p_{\text{пл}} = \frac{\rho h}{10}. \quad (\text{VI.3})$$

Пластовое давление считается равным нормальному гидростатическому давлению, если оно уравнивается столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины. Плотность воды при этом принимается равной от 1 до $1,25 \text{ г/см}^3$, что соответствует плотности природных подземных вод. Поскольку фактическое изменение плотности подземных вод в разрезе месторождения часто неизвестно, то, чтобы исключить влияние минерализации, введено понятие об условном гидростатическом давлении, т. е. давлении столба пресной воды плотностью 1 г/см^3 , высотой от изучаемого пласта до устья скважины. Вертикальный градиент изменения условного гидростатического давления равен $0,01 \text{ МПа}$ на 1 м толщины пород, а градиент нормального гидростатического давления не превышает $0,012\text{--}0,013 \text{ МПа}$ на 1 м глубины.

Величина пластового давления в любой точке залежи нефти (газа) непосредственно связана с величиной пластового давления воды на уровне водонефтяного (газонефтяного) контакта, с расстоянием по вертикали от данной точки залежи до уровня ВНК и плотностью пластовой нефти (газа). Например, требуется определить пластовое давление в кровле залежи газа высотой 500 м . Пластовое давление $p_{\text{пл. в}}$ воды на отметке газодняного контакта — 3000 м равно 30 МПа , плотность пластовой воды равна единице, плотность пластового газа для простоты расчетов примем равной $0,1$. Тогда давление газа в кровле залежи на глубине 2500 м составит

$$p_{\text{пл. г}} = 30 - \frac{500 \cdot 0,1}{102} = 29,5 \text{ МПа}.$$

В то же время, если бы залежь не существовала и весь пласт был бы водоносным, пластовое давление воды на этой же гипсометрической отметке составило бы

$$p_{\text{пл. в}} = 30 - \frac{500 \cdot 1,0}{102} = 25 \text{ МПа}.$$

Таким образом, в кровле данной залежи имеется избыточное давление газа $4,5 \text{ МПа}$ по сравнению с давлением воды на этом же гипсометрическом уровне.

Избыточное давление существует во всех залежах нефти и газа, его величина зависит только от высоты залежи и разности плотностей пластовой нефти (газа) и воды и всегда может быть оценена. Поэтому определяющим фактором пластового давления залежей нефти и газа является величина пластового давления подошвенных вод на уровне контакта залежей.

Пластовое давление воды в нефтегазоводоносных пластах зависит от степени гидравлической сообщаемости данного пласта с земной поверхностью, типа природной водонапорной системы и определяется в общем случае как нормальным гидростатическим, так и горным давлением.

Горное давление — это давление самих горных пород, оно передается твердыми зернами (скелетом) горных пород. Собственно горное давление определяется суммарным влиянием на пласт геостатического и геотектонического давлений. Геостатическое давление вызывается массой вышележащей толщи пород, оно пропорционально глубине погружения и плотности пород. Вертикальный градиент геостатического давления в 2,3 раза больше вертикального градиента условного гидростатического давления, поскольку средняя плотность осадочных горных пород примерно равна $2,3 \text{ г/см}^3$.

Геотектонические давления (напряжения) возникают в пластах в результате непрерывно-прерывистых тектонических процессов, которые нарушают равновесное состояние существующих давлений, перемещают горные породы, создают напряженные участки и новые гидродинамические условия. В целом горное давление воздействует на твердые части пород, заставляя

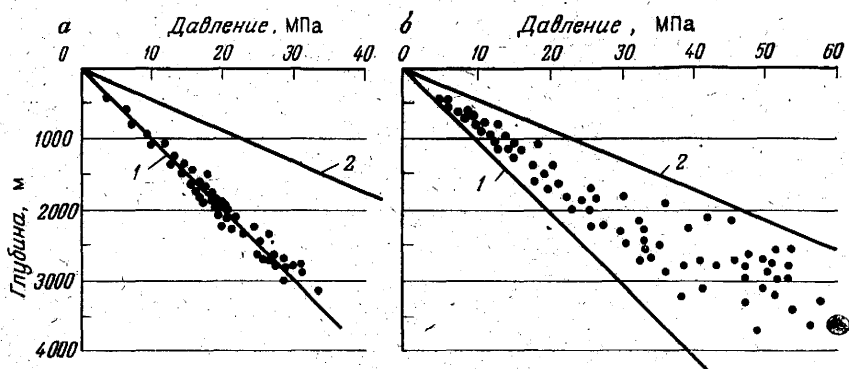


Рис. 55. Изменение пластового давления с глубиной в водонапорной системе: а — инфильтрационного типа (терригенный девонский комплекс Урало-Поволжья); б — отжимного типа (красноцветная толща Западной Туркмении) 1 — гидростатическое давление; 2 — геостатическое (горное) давление

их уплотняться. Пластовое давление, напротив, противодействует этому процессу.

В водонапорных системах инфильтрационного типа, которые являются открытыми и сообщаются с земной поверхностью в зонах питания и разгрузки, пластовое давление подземной воды по своей природе очень близко к гидростатическому и подчиняется уравнению для нормального гидростатического давления (VI.2).

Пластовая энергия — это потенциальная энергия жидкости в поле силы тяжести Земли, и геометрическая составляющая напора является определяющей. Движение подземной воды происходит в соответствии с влиянием гравитационных сил. Вертикальный градиент пластового давления обычно соответствует градиенту нормального гидростатического давления, а редкие исключения могут быть объяснены различием гипсометрических отметок устья скважины и зоны питания (рис. 55).

Водонапорные системы отжимного (элизионного) типа являются закрытыми или полужакрытыми, они сообщаются с земной поверхностью только в зонах разгрузки. Основное питание их происходит за счет выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород-неколлекторов при увеличивающейся геостатической нагрузке в процессе осадконакопления. Иногда уплотнение пород и отжатие из них воды может произойти в результате геодинамического давления, возникающего при тектонических напряжениях. В любом случае вместе с выжимаемыми из пород-неколлекторов водами в водоносные коллекторы передается часть горного давления.

При этом пластовое давление повышается на величину Δp , определяемую соотношением

$$\Delta p = \frac{\Delta Q_{\text{изб}}}{\beta_{\text{ж}} V_0}, \quad (\text{VI.4})$$

где $\Delta Q_{\text{изб}}$ — превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды над количеством воды, удаляющейся из пласта в зоне разгрузки; $\beta_{\text{ж}}$ — коэффициент сжимаемости воды; V_0 — общий объем воды в пласте-коллекторе.

Таким образом, общее пластовое давление воды в отжимной водонапорной системе складывается из нормального гидростатического давления и приращения давления за счет избыточного поступления воды из уплотняющихся неколлекторских пород:

$$p_{\text{пл}} = \rho gh + \Delta p.$$

Возникает сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД), вертикальный градиент которого превышает максимальный градиент нормального гидростатического давления, равный 0,013 МПа на 1 м глубины, и нередко достигает 0,017—0,02 МПа на 1 м, хотя известны и более высокие градиенты, в том числе даже превышающие градиент геостатического давления (см. рис. 55, 6).

Часто СГПД называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД), однако этот термин неудачен. Для водонапорных систем отжимного типа СГПД является вполне закономерным явлением, а не аномальным.

Изучение СГПД проводится в различных аспектах: а) выяснение природы и геологических условий возникновения СГПД; б) прогноз оценки величины СГПД в различных пластах до начала, в процессе и после бурения; в) разработка технологии бурения глубоких скважин в условиях проявления СГПД; г) учет СГПД при подсчете запасов нефти и газа, проектировании разработки и эксплуатации залежей.

Необходимой физической предпосылкой возникновения СГПД является относительная изолированность резервуара или затрудненность оттока жидкости из него. Именно поэтому СГПД наиболее характерны для глубокопогруженных пластов, надежно перекрытых мощной толщей глинистых пород, или же для межсолевых или подсолевых коллекторов. В таких замкнутых или полужамкнутых коллекторах для возникновения СГПД достаточно: а) дополнительного поступления воды, в количестве превышающем эвакуирующееся из пласта; б) сокращения объема пустотного пространства породы-коллектора; в) расширения первоначально содержащихся флюидов. В разных геологических условиях эти процессы проявляются неодинаково, причем в большинстве случаев они протекают совместно.

Для условий геосинклинальных областей и предгорных прогибов, где накапливаются мощные толщи глинистых пластичных осадков, ведущим региональным фактором образования СГПД в глубоких пластах-коллекторах является поступление воды, отжимающейся из глин под действием геостатической нагрузки. Геостатическое давление уплотняет не только глины, но и породы-коллекторы, сокращая их пористость и тем самым дополнительно способствуя возникновению СГПД. На локальных участках этих же областей возможно влияние тектонических сжимающих напряжений, которые приводят как к дополнительному отжатию воды из глин, так и к сокращению порового объема пород-коллекторов. Экранирование пластов-коллекторов глинистыми диапирами и непроводящими нарушениями улучшает изоляцию тектонических блоков.

В тектонически более спокойных платформенных областях СГПД выявлены главным образом в межсолевых и подсолевых отложениях. Ведущую роль образования СГПД в этих условиях следует связывать с сокращением объема пустотного пространства за счет роста кристаллов соли и с поступлением дополнительных порций воды при преобразовании гипса

в ангидрит. Менее частые случаи проявления СГПД в платформенных областях с терригенным разрезом отложений вызваны главным образом освобождением дополнительных порций воды при переходе монтмориллонита в иллит.

Важнейшим фактором, приводящим к расширению объемов флюидов, является их тепловое расширение. Температурный фактор способствует также преобразованию органического вещества и переходу тяжелых углеводородов в легкие фракции, что сопровождается увеличением объема новообразованных продуктов и приводит к возрастанию пластового давления воды в замкнутых резервуарах. Влияние температуры проявляется регионально, хотя степень влияния ее на формирование СГПД зависит от глубины погружения пород и геотермических условий регионов.

Высказывания ряда исследователей о том, что основную причину формирования СГПД следует искать в поступлении высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов или магматических очагов, в настоящее время не подтверждены убедительным фактическим материалом. В ряде регионов ниже пластов с СГПД вскрыты пласты с нормальным гидростатическим давлением.

В замкнутых и полузамкнутых пластах возможны пластовые давления меньше условного гидростатического, т. е. с вертикальным градиентом менее 0,01 МПа на 1 м глубины. Такие условия возникают вследствие увеличения пористости (например, при выщелачивании пород) или уменьшения объема жидкости, насыщающей пустотное пространство. Последнее происходит, в частности, при снижении температуры из-за подъема пластов к земной поверхности или образования зоны вечной мерзлоты.

Температура недр зависит главным образом от внутреннего тепла Земли. Сезонные колебания охватывают лишь верхние 10—30 м пород и не прослеживаются глубже нейтрального слоя с постоянной температурой. Ниже него температура последовательно увеличивается. Темп нарастания температуры с глубиной определяется геотермическим градиентом, который показывает, на сколько градусов возрастает температура с углублением на 100 м. Обычно величина геотермического градиента осадочных горных пород лежит в пределах 3—8 °C на 100 м глубины.

Геотермические условия разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений складываются из начального естественного уровня, обусловленного внутренним теплом Земли, и искусственных тепловых полей, образующихся в результате деятельности человека по бурению скважин, добыче нефти и газа, закачке флюидов с разной температурой в подземные пласты.

§ 5. Определение пластового давления в скважинах

Различают начальное и текущее пластовые давления. Начальное пластовое давление определяют до начала интенсивной разработки, когда еще не нарушены начальные термодинамические условия пласта и из скважин не было существенного отбора флюидов. Текущее пластовое давление определяют на какую-либо дату разработки как в долгопростаивающих скважинах, так и в скважинах, действующих, но специально остановленных на период стабилизации давления на забое.

Пластовое давление в скважинах определяют разными способами. В нефтяных и водяных скважинах обычно проводят прямые замеры пластового давления с помощью глубинных манометров, которые спускают на глубину середины интервала перфорации, а если это технически невозможно, то на максимально возможную глубину. Время выдержки манометров в точке замера должно составлять не менее 20 мин. Причем во время спуска прибора и замера нельзя допускать утечек жидкости и газа из скважины через устьевую арматуру или по трубопроводам. Результаты измерений фиксируют в журнале, где обязательно отмечают дату, глубину замера, тип использованного прибора, категорию скважины и время остановки скважины (для скважин действующего фонда). Измеренные величины

пластового давления затем пересчитывают на глубину водонефтяного контакта или на горизонтальную плоскость, секущую объем залежи примерно пополам. Для этого пересчета используют значение плотности флюидов в пластовых условиях.

В газовых скважинах пластовое давление в большинстве случаев не определяют прямыми замерами, а рассчитывают в соответствии с величинами устьевое давления и плотности газа по барометрической формуле

$$p = p_y e^{0,03415 \frac{\bar{\rho} H_{\Pi}}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}}, \quad (\text{VI.5})$$

где p_y — устьевое давление; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа по воздуху; H_{Π} — глубина средней точки интервала перфорации; $z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости газа при средних давлении и температуре в стволе скважины; $T_{\text{ср}}$ — средняя температура в стволе скважины.

Для упрощения расчетов в справочниках по исследованию газовых скважин приведены таблицы со значениями члена $e^{0,03415 \frac{\bar{\rho} H_{\Pi}}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}}$ для различных условий. В подавляющем большинстве случаев данный расчет пластового давления газа по давлению на устье скважин дает высокую точность. Однако следует помнить, что он пригоден только для чисто газовых скважин. Наличие конденсата или значительное содержание воды на забое скважины исключают применение этого метода.

В газовых скважинах со столбом жидкости на забое пластовое давление на глубине середины интервала перфорации находится по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{г}} + \frac{(H_{\Pi} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{ж}}}{102}, \quad (\text{VI.6})$$

где $p_{\text{г}}$ — давление газа на глубине статического уровня, МПа; H_{Π} — глубина средней точки интервала перфорации, м; $H_{\text{ст}}$ — глубина статического уровня, м; $\rho_{\text{ж}}$ — средняя плотность жидкости в интервале глубин от $H_{\text{ст}}$ до H_{Π} .

Давление газа $p_{\text{г}}$ на глубине статического уровня рассчитывают по барометрической формуле (VI.5) на основе замера устьевое давления газа.

Если скважина заполнена жидкостью до устья и на устье имеется избыточное давление p_y , то формула для расчета пластового давления приобретает вид

$$p_{\text{пл}} = p_y + \frac{H_{\Pi} \rho_{\text{ж}}}{102}, \quad (\text{VI.7})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — средняя плотность жидкости в интервале всего ствола скважины до глубины H_{Π} .

В тех случаях, когда давление $p_{\text{зам}}$ измерено глубинным манометром на глубине $H_{\text{зам}}$, пластовое давление в середине интервала перфорации рассчитывают по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{зам}} + \frac{(H_{\Pi} - H_{\text{зам}}) \rho_{\text{ж}}}{102}, \quad (\text{VI.8})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — средняя плотность жидкости в интервале глубин от $H_{\text{зам}}$ до H_{Π} .

При расчетных методах определения пластового давления наибольшую сложность представляет определение среднего значения плотности жидкости в стволе скважины. Для нефтяных безводных скважин средняя плотность заключена между значениями плотности пластовой и дегазированной нефти. Однако положение значительно осложняется в обводненных скважинах, где в призабойной зоне может быть столб воды. Поэтому среднюю

плотность жидкости в нефтяных скважинах обычно определяют по замерам пластового давления и полученные данные используют для расчетов пластового давления в соседних скважинах. Для водяных скважин основное условие получения точных результатов — постоянство минерализации воды по всему стволу скважины. Для скважин, выходящих из бурения, это достигается обязательной очисткой от примеси промывочной жидкости, которая может остаться в скважине после ее освоения. Наилучшая очистка достигается в переливающихся водяных скважинах путем пуска их на самоизлив. В водяных нагнетательных скважинах весь ствол заполнен закачиваемой водой. Если пластовая температура превышает 30—40 °С, то при вычислении среднего значения плотности воды в стволе скважины необходимо учитывать влияние температуры и давления.

§ 6. Определение пластовой температуры в скважинах

Определение температуры недр до начала разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо при подсчете запасов нефти и газа, выяснении физических свойств подземных флюидов и проектировании разработки залежей. Кроме того, знание естественного теплового поля месторождений необходимо для последующего контроля за его изменением. Задача систематического контроля за тепловым режимом продуктивных пластов приобретает особую актуальность для месторождений, где закачивается вода, с температурой значительно меньшей начальной пластовой температуры, и где нефть существенно изменяет свои свойства при изменении температуры. Например, нефть месторождения Узень предельно насыщена парафином, который выпадает из растворенного состояния при снижении температуры. При этом резко снижается подвижность нефтепарафиновой смеси, затрудняются приток нефти к скважинам и подъем ее на поверхность. Систематические замеры температуры пластов необходимы также при контроле за разработкой залежей с тепловым воздействием на пласт.

Для измерения температуры в скважинах применяют: а) жидкостные (ртутные) максимальные термометры, б) самопишущие термометры (термографы), в) электрические термометры, г) термоэлектрические термометры (термопары). На нефтяных и газовых промыслах СССР наиболее часто применяют электрические и самопишущие термометры. Для контроля за их показаниями часто одновременно используют ртутные максимальные термометры. Измерения производят, как правило, при спуске термометров. Важное технологическое требование к проведению замеров в скважинах с избыточным устьевым давлением — герметичность всех устьевых соединений во время исследований и недопущение сдвига столба жидкости в скважине при спуске прибора.

Для суждения о начальном тепловом поле продуктивных пластов и всего разреза отложений используют замеры температуры в долгопростаивающих скважинах — пьезометрических и наблюдательных. Именно в долгопростаивающих скважинах температура жидкости, заполняющей ствол скважины, соответствует температуре пород разреза отложений. Кроме того, можно использовать замеры температуры в скважинах, выходящих из бурения и простаивающих после освоения в ожидании эксплуатации, а также в зумпфах, действующих или остановленных на короткий срок скважин.

В выходящих из бурения скважинах имеется опасность зарегистрировать неустановившееся тепловое поле, нарушенное процессами бурения и цементирования. Поэтому для каждого района должно быть определено оптимальное время между повторными измерениями температуры (через 3—5 сут). Как показывает практика, обычно температура в призабойной части ствола практически становится равной температуре горных пород через 8—10 сут после цементирования обсадной колонны и эта часть скважины может быть исследована перед перфорацией. Восстановление температуры продолжается гораздо дольше в верхней части ствола, а также

в скважинах, пробуренных на промывочной жидкости с температурой на несколько десятков градусов ниже пластовой.

В нефтяных скважинах, простаивающих после освоения в ожидании эксплуатации более месяца, особенно в период освоения месторождения, температурный режим обычно установившийся, и они также могут быть исследованы для определения начального геотермического фона.

Естественная пластовая температура может быть также замерена в зумпфах действующих добывающих и нагнетательных скважин. В этом случае необходимы измерения во всем зумпфе с перекрытием интервала перфорации, чтобы установить границу распространения вниз зоны измененной температуры от дроссельного эффекта работающего пласта и отбраковать скважины с заколонной циркуляцией в зумпфе. По единичному замеру температуры ниже интервала перфорации решить эти вопросы не представляется возможным.

Обработка результатов температурных измерений для установления начального теплового фона месторождения включает: а) построение геолого-геотермических разрезов исследованных скважин; б) вычисление частных и средневзвешенных значений геотермического градиента или геотермической ступени; в) нахождение температуры кровли продуктивных горизонтов; г) построение различных геотермических карт и профильных разрезов.

Геолого-геотермический разрез скважины — это график, на котором по горизонтали откладывают значения естественной температуры горных пород, а по вертикали — геологический разрез скважины в виде литолого-стратиграфической колонки. Температурная кривая, отражающая изменение по глубине естественной температуры пород, называется геотермой. По геотерме определяют частные значения геотермического градиента и температуру кровли продуктивных горизонтов.

Геотермический градиент показывает изменение температуры на 100 м изменения глубины:

$$G = \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1} 100, \quad (VI.9)$$

где t_2 и t_1 — температуры точек разреза, находящихся на глубинах h_2 и h_1 .

Частные значения геотермического градиента определяют для прямолинейных отрезков геотермы, которые соответствуют литологически однородным комплексам пород. По частным значениям градиентов находят его среднюю взвешенную величину:

$$\bar{G} = \frac{G_1 h_1 + G_2 h_2 + \dots + G_n h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}. \quad (VI.10)$$

Общий геотермический градиент разреза определяют в интервале от глубины нейтрального слоя до забоя скважины.

Значения температуры кровли продуктивных горизонтов снимают непосредственно с геотермы. Если геотерма не доходит до кровли рассматриваемого горизонта, то температуру на этой глубине находят расчетным путем, используя значения геотермического градиента для данной части разреза. Аналогично пересчитывают на кровлю горизонта замеры температуры в зумпфе действующих скважин. Наряду с этими данными для построения геотермических карт используют точечные замеры температуры в действующих скважинах, остановленных для замера пластового давления.

Детальные геолого-геотермические разрезы скважин — основной документ для последующего контроля за изменением температуры продуктивных горизонтов и интерпретации всех термометрических исследований скважин.

В комплекс исследований по контролю за измерением теплового режима нефтяных месторождений в процессе их разработки с применением заводнения входят следующие виды работ: а) наблюдения за температурой закачиваемой воды; б) выявление изменений пластовой температуры в сква-

жинах, расположенных вблизи нагнетательных; в) регулярные замеры температуры в контрольных скважинах.

Температура воды в стволе нагнетательных скважин с приемистостью более 300 м³/сут стабилизируется довольно быстро, и на забой скважины поступает вода с практически устьевой температурой. Поэтому замеры температуры воды на поверхности наряду с термометрией действующих нагнетательных скважин позволяют определять температуру воды на входе в продуктивные горизонты и контролировать ее изменения в процессе нагнетания. При использовании воды поверхностных водотоков или неглубоких подземных горизонтов температура закачиваемой воды подвержена сезонным колебаниям, что необходимо учитывать при анализе изменений температуры в пластах, куда она закачивается.

Для проведения наблюдений за изменением температуры продуктивных горизонтов, разрабатываемых с внутриконтурным заводнением, обычно организуют сеть опорных скважин с установленной периодичностью замеров. Кроме того, используют результаты всех термометрических работ в скважинах наблюдательных, пьезометрических, выходящих из бурения, простаивающих, добывающих, а также нагнетательных с глубоким зумфом. Технология исследований скважин, наблюдательных пьезометрических, выходящих из бурения или простаивающих, такая же, как при исследованиях по установлению начального фона. В действующих скважинах исследования проводят, как правило, во время кратковременных остановок. Тепловые аномалии выше интервала перфорации вырисовываются более контрастно на термограммах, снятых в скважинах с извлеченными насосно-компрессорными трубами. Интервалы ниже перфорированных отверстий исследуют как в работающих, так и в остановленных скважинах.

В каждой из исследованных скважин контроль за изменением температуры включает выделение интервалов с измененной пластовой температурой, нахождение максимальной величины изменения температуры и выяснение причин изменения. Наиболее просто выявить изменения температуры против неперфорированных пластов путем сравнения термограммы с геотермой. Обычно температура нагнетаемой воды намного ниже пластовой, и подход к скважине теплового фронта отражается появлением на термограммах отрицательных температурных аномалий. Начало охлаждения отмечается изменением геотермического градиента ниже и выше заводняемого пласта. Выше пласта геотермический градиент постепенно (сверху вниз) уменьшается до нуля и затем принимает отрицательные значения; вниз от охлаждающего пласта геотермический градиент, напротив, приобретает более высокие значения по сравнению с начальным градиентом естественного теплового поля. В выходящих из бурения скважинах интервалы со значительно сниженной температурой могут быть выделены по термограммам, снятым для определения высоты подъема цемента через сутки после заливки колонны. Однако выявить пласты, охлажденные менее чем на 2—3 °C, затруднительно, поскольку термограммы в этот период сильно дифференцированы. В остановленных на короткое время добывающих и нагнетательных скважинах могут быть выделены интервалы прохождения теплового фронта по пластам выше перфорированного горизонта. Хотя в таких скважинах тепловой режим нарушен потоком жидкости и не успевает полностью восстановиться, пласты с измененной более чем на 2—3 °C температурой достаточно четко выделяются.

Для перфорированных пластов в работающих скважинах выявление изменений температуры сопряжено со значительными трудностями, поскольку на характер термограммы оказывает большое влияние не только пластовая температура, но и дроссельный температурный эффект и калориметрическое смещение потока в скважине с жидкостью (газом), поступающей из пластов с различными температурами. Подход фронта охлаждения на термограммах работающих добывающих нефтяных скважин отражается: а) в интервале нижнего работающего пласта — постепенным уменьшением и исчезновением положительной аномалии дросселирования и охлаждением обводненного интервала; б) в интервалах верхних работающих пластов —

аномальным ростом калориметрического эффекта. При этом в остановленной скважине фиксируется отрицательная температурная аномалия. Эти причины приводят к тому, что в работающих скважинах обычно трудно установить начальные этапы изменения пластовой температуры и весьма затруднительно судить об его истинной величине.

При анализе изменений пластовой температуры следует принимать во внимание цикличность колебаний температуры закачиваемой воды, объем закачки в ближайшие нагнетательные скважины и выявлять возможные пути продвижения температурных фронтов по отдельным пластам. Все зарегистрированные на месторождении изменения пластовой температуры систематизируют в виде таблиц. По мере накопления данных строят карты изменения пластовой температуры, которые используют для регулирования процесса разработки месторождения.

§ 7. Режимы залежей нефти и газа

Совокупность всех условий работы залежи и пласта принято называть режимом залежи или пласта. Режим проявляется в преимущественном действии одной из движущих сил (движения краевых вод, расширения газовой шапки и др.), во взаимосвязи между суммарным дебитом пласта и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т. п.

Значительный фактор проявления режима — характер изменения пластового давления, текущих дебитов нефти, газа и воды. Тесно связана с режимом залежи конечная нефтеотдача. Следует особо отметить влияние темпа отбора и суммарного отбора жидкости на проявление режима залежи. Так, при чрезмерно усиленном отборе жидкости из пласта краевые воды не восполняют отбор. В результате давление в нефтяной залежи падает ниже давления насыщения. При этом из нефти выделяется растворенный газ, что существенно сказывается на механизме вытеснения нефти из пласта.

Регулируя текущий уровень отбора жидкости и распределение отбора по площади, можно уменьшить темп снижения пластового давления и добиться получения большей суммарной добычи нефти к моменту снижения давления до давления насыщения. Однако при этом остаются в пласте большие запасы нефти, извлечение которых будет происходить в худших условиях с меньшей нефтеотдачей пласта.

В связи с этим на пласт воздействуют не только путем отбора жидкости, но и путем ввода дополнительной энергии, т. е. закачивают в него воду или газ (воздух). Таким путем можно значительно улучшить механизм вытеснения нефти из пласта и основные факторы, характеризующие режим залежи. Пластовое давление может быть не только поддержано на одном уровне, но и повышено по сравнению с начальным пластовым давлением. В результате добыча нефти может быть также повышена. Одновременно будет предотвращено выделение газа из нефти, благодаря чему сохраняются свойства пластовой нефти, а газовый фактор останется на первоначальном уровне.

В современной классификации различают следующие режимы: для случая воздействия на пласт путем отбора жидкости: а) водонапорный; б) упругий, или упруго-водонапорный; в) газонапорный, или режим газовой шапки; г) газовый, или режим растворенного газа; д) гравитационный; для случая ввода в пласт дополнительной энергии: е) режим вытеснения нефти водой; ж) режим вытеснения газированной нефти водой; з) режим вытеснения нефти (газированной нефти) газом.

Водонапорный режим связан с преимущественным действием напора краевой воды. Внешнее действие водонапорного режима проявляется в активном продвижении краевых или подошвенных вод.

Характерные признаки, позволяющие определить наличие водонапорного режима, следующие:

1) тесная связь между величиной отбора жидкости из пласта и динамическим пластовым давлением, причем определенному отбору нефти соответствует определенное динамическое пластовое давление; при увеличении отбора динамическое пластовое давление понижается;

2) соответствие газового фактора количеству растворенного в нефти газа; в процессе эксплуатации весь газ находится в пласте в растворенном состоянии (рис. 56).

Упруго-водонапорный режим связан с преимущественным действием упругих сил пласта — расширением пластовой жидкости и породы — при снижении пластового давления. Внешнее действие упруго-водонапорного режима проявляется в продвижении краевых или подошвенных вод. В отличие от водонапорного упруго-водонапорный режим характеризуется постепенным снижением динамического пластового давления как в зоне расположения добывающих скважин, так и на окружающих нефтяную залежь площадях. В некоторых случаях путем уменьшения отбора жидкости можно задержать падение давления или даже временно повысить его в зоне расположения добывающих скважин, но на окружающих площадях давление будет снижаться.

Как и при водонапорном режиме, в процессе эксплуатации весь газ находится в пласте в растворенном состоянии, и газовый фактор соответствует количеству газа, растворенного в нефти.

Газонапорный режим связан с преимущественным действием напора газа газовой шапки и внешне проявляется в движении контура газовой шапки. Основное условие газонапорного режима — снижение давления в пласте на разрабатываемой площади, передающегося на газовую шапку, что вызывает ее расширение.

При приближении контура газовой шапки к добывающей скважине в последней наблюдается прорыв газа, сопровождающийся резким нарастанием газового фактора и кончающийся переходом скважины на фонтанирование чистым газом. В скважинах, расположенных в пониженных частях пласта, вдали от газовой шапки, газовый фактор, наоборот, с течением эксплуатации понижается. Это понижение обусловлено переходом части газа из растворенного состояния в свободное при снижении давления в пласте и миграции этого газа не к скважинам, а вверх по восстанию пласта в газовую шапку. Поэтому газовый фактор в скважинах, расположенных вдали от газовой шапки, соответствует количеству растворенного в нефти газа при данной величине пластового давления. Одновременно с уменьшением газового фактора постепенно изменяется состав попутного газа. Более легкие углеводороды (метан и этан) выделяются из нефти в первую очередь и мигрируют в газовую шапку, а попутный газ становится более жирным.

Режим растворенного газа связан с преимущественным действием газа, перешедшего при понижении пластового давления из растворенного в окклюдированное состояние. Выделившиеся пузырьки газа расширяются и проталкивают нефть к забоям ближайших скважин. В случае, когда нет продвижения краевых вод, режим растворенного газа характеризуется довольно резким понижением динамического пластового давления в скважинах и сильным уменьшением их дебита в первый период эксплуатации с образованием отдельных воронок депрессии давления вокруг каждой скважины. Новые скважины, пробуренные по соседству со старыми, имеют по сравнению с последними более высокое пластовое давление. Поэтому начальные дебиты новых скважин оказываются выше дебитов

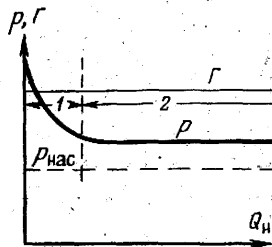


Рис. 56. Изменение пластового давления p газового фактора G в зависимости от отбора нефти Q_H , когда текущее пластовое давление превышает давление насыщения нефти газом $p_{нас}$
1 — стадия упруго-водонапорного режима; 2 — стадия водонапорного режима

соседних старых скважин. Газовые факторы в первых скважинах, имеющие небольшие величины, близкие к количеству растворенного газа, быстро возрастают до некоторого максимального предела, а затем начинают снижаться (рис. 57).

Гравитационный режим начинает проявляться в тех случаях, когда остальные силы, движущие нефть в пласте, отсутствуют или энергия их истощилась. Механизм действия при гравитационном режиме заключается в том, что нефть под действием силы тяжести стремится переместиться вниз. В зависимости от природных условий пласта гравитационный режим может проявляться в двух разновидностях.

1. Напорно-гравитационный режим, при котором нефть перемещается вниз по падению пласта и скапливается в его пониженных частях, причем повышенные части пласта «высыхают», т. е. в расположенных здесь скважинах приток нефти отсутствует. В случае однородного пласта дебиты скважин тесно связаны с глубиной вскрытия пласта скважинами. Чем ниже отметки, на которых вскрыт пласт, тем больше столб нефти и выше дебит скважины. Дебиты скважин на практике могут достигать нескольких десятков тонн. Газовый фактор низкий и соответствует количеству растворенного в нефти газа при данной величине пластового давления.

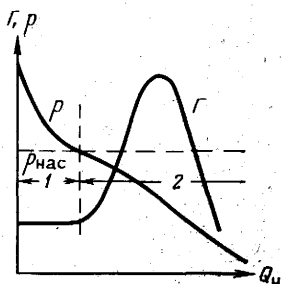


Рис. 57. Изменение пластового давления p и газового фактора g в зависимости от отбора нефти Q_n , когда пластовое давление ниже давления насыщения нефти газом $p_{нас}$

1 — стадия упрямо-водонапорного режима; 2 — стадия водонапорного режима

2. Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти, при котором уровень нефти на окружающей скважину площади находится ниже кровли пласта. При этом режиме выделение газа очень незначительно, дебиты скважин низки, но продолжительность жизни скважины может быть очень велика.

Краткая характеристика режимов для случая ввода в пласт дополнительной энергии следующая.

Режим вытеснения нефти водой обладает основными чертами, аналогичными водонапорному режиму, — активным продвижением вод, соответствием газового фактора количеству растворенного газа. Вместе с тем наряду с тесной связью между отбором жидкости из пласта и динамическим пластовым давлением появляется новая зависимость между пластовым давлением на линии нагнетания воды и отбором жидкости.

Режим вытеснения газированной нефти водой отличается от режима вытеснения нефти водой тем, что на части разрабатываемой площади давление падает ниже давления насыщения, что приводит к выделению части газа из растворенного состояния в окклюдированное. В зависимости от размера площади, на которой давление ниже насыщения, от величины и продолжительности снижения газовый фактор некоторое время может значительно превышать начальный газовый фактор. После вытеснения свободного газа из пласта он снижается до величины растворенного в нефти газа.

Режим вытеснения нефти (газированной нефти) газом находится в тесной зависимости от величины падения пластового давления ниже давления насыщения. Чем больше было снижено давление при предварительном истощении пласта, тем больше расходует газ для вытеснения одного и того же объема нефти.

В первый период закачки газа в пласт процесс вытеснения нефти происходит при постоянном газовом факторе. После вытеснения 0,1—0,2 объема нефти газовый фактор растет.

Эффективность режима значительно повышается, когда газ закачивают в повышенную часть залежи. При этом происходит гравитационное разделение нефти, которая стекает в пониженные части залежи, и газа, который

устремляется вверх по восстанию пласта в газовую шапку. В этом случае режим приближается к газонапорному (режиму газовой шапки).

При эксплуатации нефтяной залежи возможно действие одновременно нескольких сил, движущих нефть. Так, в одном случае при активном напоре краевых вод в первый период эксплуатации, когда понижается давление на разрабатываемой площади, одновременно действуют упругие силы пласта, которые при стабилизации давления постепенно уменьшаются. При усиленном отборе жидкости из пласта и падении давления ниже давления насыщения нефти газом может начать действовать растворенный газ, переходящий в окклюдированное состояние. В другом случае одновременно с напором газовой шапки обычно происходит продвижение краевых вод.

В подобных случаях режим пласта определяют исходя из того, какое практическое действие на уровень добычи нефти оказывают силы, и режим классифицируют по силе, имеющей преимущественное значение. При этом в течение эксплуатации режим пласта может меняться. Так, в первом описанном случае в начальный период разработки режим будет упруго-водонапорным, а затем сменится режимом растворенного газа.

Если практическое значение действующих сил примерно одинаковое, как это может быть во втором случае, режим будет смешанным, причем часть скважин, находящихся вблизи газовой шапки, будет работать в условиях газонапорного режима, а расположенных недалеко от контура воды — в условиях упруго-водонапорного режима. Но если активность продвижения краевых вод небольшая, то режим надо определять как газонапорный.

Геологические условия оказывают значительное влияние на возможность формирования того или иного режима пласта, а также определяют характер проявления режима пласта.

Особенное влияние на характер режима пласта и его эффективность оказывают проницаемость и угол наклона пласта, расстояние до выхода пласта на дневную поверхность, структура пустотного пространства, начальная нефте-, газо- и водонасыщенность пласта, а также вязкость нефти и пластовой воды.

Хорошая проницаемость пласта и малая вязкость нефти — основные факторы, способствующие развитию напорных режимов: водонапорного, упруго-водонапорного и газонапорного.

Когда залежь нефти расположена недалеко от выхода пласта на дневную поверхность, где происходит полноценное питание пласта атмосферными и поверхностными водами, создаются условия, благоприятствующие развитию водонапорного режима. Когда залежь нефти удалена на сотни километров от выхода пласта на дневную поверхность, формируются условия, способствующие развитию упруго-водонапорного режима.

При усиленном отборе жидкости, приводящем к падению давления в пласте ниже давления насыщения, при хорошей проницаемости пласта возможен переход как к газонапорному режиму, так и к режиму растворенного газа. Газонапорный режим устанавливается в том случае, когда выделившиеся пузырьки газа мигрируют преимущественно в повышенную часть пласта, образуя там газовую шапку. Такому перемещению пузырьков газа по пласту способствуют достаточно крутой угол наклона пласта и малая вязкость нефти. При незначительном угле наклона пластов пузырьки газа перемещаются к забоям ближайших скважин, что и определяет преимущественное развитие режима растворенного газа.

После истощения энергии газа режим переходит в гравитационный, причем при наличии крутого угла наклона пласта развивается напорно-гравитационный режим, а при очень пологих углах — гравитационный режим со свободным зеркалом нефти.

Невысокая проницаемость пласта и большая вязкость нефти сильно увеличивают сопротивление движению, что не позволяет установиться какому-либо напорному режиму. Поэтому в таких пластах с самого начала эксплуатации развивается режим растворенного газа в чистом виде, а после истощения энергии газа режим переходит в гравитационный со свободным зеркалом нефти.

МЕТОДЫ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Общие положения

Информация, получаемая в процессе бурения; отбора керна, опробования скважин, промыслово-геофизических, гидродинамических и других исследований, должна быть качественно документирована и обработана. Результаты наблюдений и обработки являются первичной информацией, характеризующей значения того или иного признака (свойства) в точке, разрезе пласта или в некотором элементарном объеме залежи. Для получения представлений о всем объекте первичная информация с помощью различных графических и аналитических методов распространяется на участки, не освещенные наблюдениями. В результате создается модель залежи или месторождения, под которой понимается совокупность результатов описательного, графического, математического воспроизведения реально существующих в природе объектов и протекающих в них процессов.

Моделирование — основной метод познания в процессе изучения природных объектов. Существуют различные виды моделирования: графическое, объемно-макетное, физическое и математическое. В данной главе рассмотрены основные приемы графического моделирования. Последнее достигается количественной характеристикой различных свойств, выявлением закономерностей между ними и аналитическим выражением этих закономерностей. Создание графических и графоаналитических моделей называется геометризацией месторождения.

Важнейшими положениями геометризации являются представления об изменчивости признака или набора (совокупности) признаков, а именно, о способах ее количественного выражения, аналитического описания и графического отображения. Эти положения позволяют обоснованно выбирать способы графического моделирования и создавать модели месторождений, адекватные имеющимся геологическим представлениям. Характеристики изменчивости являются также необходимым элементом методики оценки достоверности определения параметров и запасов, которая, в свою очередь, необходима для количественного выражения качества произведенной геометризации и полной достоверности модели залежи.

Спецификой нефти и газа как полезных ископаемых является способность двигаться по пласту к забоям добывающих скважин, что лежит в основе разработки их залежей. Эта особенность нефти и газа обуславливает необходимость моделирования не только статического геологического пространства (залежи), но и путей движения нефти, газа и воды. Отчасти эта задача решается методами оценки неоднородности продуктивных пластов или объектов разработки, которые охарактеризованы ниже. В данной главе основное внимание уделено оценке изменчивости с целью геометризации залежей в статическом состоянии.

Характеристика изменчивости любого признака и соответствующие методы геометризации свойств геологических объектов существенно зависят от того, в каком элементарном объеме изучается данный признак. Отсюда следует, что геометризация должна начинаться с решения вопроса об оптимальном делении объекта на элементарные с точки зрения решаемой задачи объемы самостоятельной геометризации и уже в этих объемах следует оценивать изменчивость, неоднородность свойств и их моделирование. Решение задач геометризации в указанной последовательности обеспечит создание рациональных графических моделей залежей или объектов, отражающих как цели моделирования, так и информационную обеспеченность этого процесса: количество и качество первичных наблюдений, возможность и метод математической интерпретации размещения признака; определенную достоверность параметров, получаемых на основании тех или иных графических документов и т. п.

§ 2. Методологические основы геометризации залежей нефти и газа

Эффективность изучения геологических объектов и её практическая результативность существенно зависят от исходной методологической установки. Чем конкретнее представление о цели исследования, чем яснее взгляд на предмет исследования с точки зрения его места в общем комплексе проблем, связанных с решением конкретных практических задач, тем более качественные результаты можно получить при обобщении первичной информации.

В настоящее время такой фундаментальной методологической установкой является подход к геологическим объектам как к системам, характеризующимся большей или меньшей сложностью и имеющим определенную структуру. В общем случае под системой понимается совокупность элементов, связанных между собой определенным образом и образующих некоторую целостность. Целостность системы обуславливается тем, что все ее элементы объединены в одно целое известными связями и отношениями. Совокупность связей и отношений между элементами системы называется структурой системы.

Суть системного подхода к геологическим явлениям состоит в выделении и изучении множеств взаимосвязанных элементов, представляющих собой некоторые органические целостности. При этом исследуются как форма и свойства элементов системы, так и отношения, связи между ними, причем существенными считаются системообразующие связи и отношения. Выделение систем и составляющих их элементов осуществляется в соответствии с конкретными задачами исследования. При изменении задачи объекты, которые раньше считались элементами некоторой системы, могут рассматриваться в качестве систем меньшего масштаба и, наоборот, система может рассматриваться как элемент некоторой более крупной системы. Другими словами, геологические объекты характеризуются иерархическим строением, глубокой иерархией систем различных масштабов или рангов, соответствующих различным уровням структурной организации материи.

В основе языка для описания геологических статических систем лежит фундаментальное понятие о статическом геологическом пространстве. Исследования пространственного распределения свойств вещества в осадочной оболочке, выделение и описание геологических тел, изучение их пространственных соотношений, сравнение и классификация проводятся в той части физического пространства, которая занята осадочной оболочкой Земли. Геологи изучают также распределение вещества в пределах Земли в целом и в других ее частях (помимо осадочной оболочки). В соответствии с этим под геологическим пространством понимается часть физического пространства, занятая планетой Земля, а также любая область этой части физического пространства. Термин «пространство» является синонимом термина «множество», и используется для обозначения множеств, обладающих специальными свойствами. В качестве элемента пространства рассматривается точка, в которой в принципе может быть изучено сколь угодно большое число свойств (литологических, геохимических, геофизических, палеонтологических, физических и т. п.) вещества, заполняющего пространство. Геологическое пространство может быть не только трехмерным, но и двумерным, когда точки, входящие в рассматриваемое множество, распределены по некоторой поверхности (например, по поверхности напластования) или по линии (по стволу скважины).

Статическое геологическое пространство можно представить бесконечным или конечным числом точек, в каждой из которых может быть изучено бесконечное либо конечное количество свойств вещества. Пространство, представленное бесконечным числом точек, каждой из которых присуще сколь угодно большое число свойств, является реальным геологическим пространством. Изучить его путем непосредственных наблюдений невозможно, так как сплошное обследование безграничного множества точек по бесконечному списку свойств нецелесообразно с экономической точки зрения и такое пространство неконструктивно — в нем нельзя провести какие-либо построения.

Поэтому число точек, в которых исследуются свойства, и число свойств всегда ограничены. Так, при разведке залежей наблюдения производятся в скважинах, расположенных на достаточно больших расстояниях друг от друга, и в каждой скважине изучаются далеко не все свойства пород, которыми они характеризуются в данной точке.

В результате ограничения числа точек наблюдения исследуемое геологическое пространство оказывается представленным конечным множеством точек, каждая из которых охарактеризована соответствующей цели исследования конечной совокупностью независимо измеряемых свойств (списком свойств).

Если в точке определены значения всех свойств из заданного списка (входящих в заданную совокупность), указаны способы и точность измерения, то такую точку называют формальной точкой статического геологического пространства. Множество формальных точек составляют формальное статическое геологическое пространство. В реальном геологическом пространстве может быть построено сколь угодно много формальных геологических пространств в зависимости от того, какое число точек выбрано для наблюдения, каковы заданные списки свойств и что понимать под точкой наблюдения. Очевидно, что формальное геологическое пространство, построенное по данным разведочных скважин, будет иным, чем пространство, построенное по материалам эксплуатационных скважин.

Как отмечалось выше, для каждого специального геологического исследования изучаются не все, а некоторые конкретные свойства вещества (горных пород). Например, при подсчете запасов нефти необходимо знать мощность нефтенасыщенных пород, их пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти. В случае литологических исследований осадочных пород изучаются петрографические свойства: размеры и окатанность зерен, их минералогический состав, форма и состав цемента и т. п. При проектировании разработки месторождений также производится учет специфических свойств горных пород. Следовательно, при целенаправленных исследованиях изучаются специализированные формальные статические геологические пространства.

Частным случаем специализированного пространства является пространство, формализованное только по какому-либо определенному свойству. Это пространство называется элементарным формальным статическим пространством. Таковы, например, пространства, точки которых охарактеризованы только пористостью или дренируемостью, либо коэффициентом продуктивности и т. п.

При исследовании некоторого специализированного пространства изучаются признаки или их совокупности, выбор которых обуславливается конечной целью исследования. В этом заключается принцип специализации. Другие же признаки, которые в данном исследовании интереса не представляют (признаки других специализаций), могут рассматриваться как косвенные (признаки признаков изучаемой специализации). Для использования косвенных признаков при исследовании геологического пространства данной специализации устанавливаются корреляционные отношения косвенных признаков с основными, т. е. изучаются корреляционные связи признаков разной специализации. Выявление таких связей позволяет применять косвенные признаки при решении задач, связанных с изучением геологического пространства основной специализации (специализации, соответствующей цели исследования).

Примером корреляционных связей является использование данных промыслово-геофизических исследований скважин при подсчете запасов нефти или газа, когда на основе изучения корреляционных зависимостей между пористостью, нефтенасыщенностью (признаки основной специализации) и удельным сопротивлением, относительной величиной собственной поляризации или показанием какого-либо радиоактивного метода исследований (косвенные признаки) определяются пористость и нефтенасыщенность пород в точках, где отсутствуют результаты непосредственных определений основных при-

знаков. Особенно большое значение такой подход имеет при определении нефтенасыщенности пород в реальных условиях.

В связи с указанным выше очевидно, что состав совокупности исследуемых свойств зависит от характера решаемой практической или научной задачи. Поэтому важно, чтобы исследования в точках наблюдения, проводимые разными методами, объединялись общей решаемой задачей, имели единую цель. В этом суть комплексирования методов получения первичной информации.

Формальное геологическое пространство представляет конечное множество точек. Интересующее же нас реальное пространство содержит бесконечное множество точек, т. е. является непрерывным. При решении любой практической задачи необходимо знать, какие численные значения приобретают свойства вещества в каждой точке реального геологического пространства, а не только в формальных точках.

Формальное пространство, т. е. пространство, получаемое по данным измерений и наблюдений является неполно определенным. Неполно определенное пространство используется для построения непрерывного геологического пространства, в котором значения свойств вещества каким-либо способом (например, путем экстраполяции или интерполяции) определены для каждой точки. Такое пространство является полно определенным. Переход от неполно определенного пространства к полно определенному является процедурой построения модели реального геологического пространства. В результате этой процедуры от неполно определенного формального геологического пространства переходим не к реальному геологическому пространству, а к его модели.

По одному и тому же неполно определенному пространству в зависимости от выбранных процедур интерполяции и экстраполяции могут быть получены разные модели, в различной степени соответствующие реальному строению изучаемого геологического пространства. Типичная особенность моделей, обусловленная объективными закономерностями, процесса познания, заключается в том, что ни одна модель не может выразить всех свойств, моделируемого объекта. Всякая модель характеризует объект лишь упрощенно, приближенно. Степень приближения (упрощения) модели зависит от ряда факторов: степени сложности строения объекта, средств (теоретических и технических) осуществления моделирования, количества используемой информации и целей моделирования.

Кроме того, для одного и того же реального геологического пространства можно построить несколько специализированных моделей (в соответствии с упомянутым ранее принципом специализации). Между специализированными моделями можно установить корреляционные отношения, с помощью которых можно корректировать одну модель по другой, строить модель одной специализации по модели другой специализации и т.п. Использование этих возможностей способствует получению более адекватных представлений о строении реального геологического пространства. Такой подход довольно широко используется в нефтегазопромысловой геологии, например, когда по данным об изменении проницаемости или гидропроводности объекта (модели одной специализации) судят о продуктивности разных участков залежи (модель другой специализации).

Важный элемент процедуры перехода от неполно определенного пространства к полно определенному (построение модели реального геологического пространства) — проведение геологических границ. До проведения границ формальное пространство является неполно определенным, т. е. значения признаков нам известны лишь в отдельных точках — пунктах наблюдения. Проведение границ означает разделение пространства на области, внутри которой значения признаков считаются известными для любой точки. В результате пространство становится полно определенным.

Геологическая граница — это любая поверхность (линия или точка в двумерном или одномерном пространстве), проведенная в геологическом пространстве в результате некоторой однозначной процедуры. К геологическим границам, как и к геологическому пространству, применим прин-

тип специализации. Геологические границы специализированы по тому свойству или списку свойств, по которому они выделены. Специализация границы называется ее геологической природой. Границы могут быть литологическими, геофизическими, биостратиграфическими и т. п.

Мерность границы на единицу меньше мерности пространства, в которой она выделяется: в трехмерном пространстве граница будет двумерной (плоскость или более сложная поверхность), в двумерном — одномерная (прямая или линия более сложной формы), в одномерном — точка (тело, не имеющее измерений, нулевой мерности).

Одни границы существуют в природе, их следует лишь найти и проследить; положение других, хотя и обусловленных распределением вещества в пространстве, зависит от построений, т. е. от применяемой процедуры их выделения. Есть границы, не обусловленные распределением вещества в пространстве.

Таким образом, геологические границы различаются по мерности, геологической природе и процедуре выделения: по мерности — двумерные, одномерные и нульмерные границы; по геологической природе — бесконечное множество; по процедуре выделения — резкостные, дизъюнктивные, условные первого, второго и третьего типов, произвольные.

К резкостным границам относятся естественные границы, наблюдаемые по резкой смене физических свойств вещества, петрографической структуры и т. п. Таковы, например, поверхности напластования. Резкостные границы полностью определяются распределением значений свойств вещества в геологическом пространстве. Они представляют собой поверхности (линии или точки), при переходе через которые резко изменяются значения отдельных свойств или производных от этих свойств.

Дизъюнктивные границы — границы, связанные с разрывом сплошности геологического пространства. Эти границы могут комбинироваться с резкостными или условными границами (например, нарушенные резкостные границы, нарушенные условные границы первого типа). Дизъюнктивные границы представляют собой тектонический контакт в виде поверхности, линии или точки. При переходе через такую границу свойства вещества либо могут резко меняться (например, контактируют слои разного литологического состава), либо не испытывают резкого изменения (дизъюнктивная граница представлена трещиной с небольшим смещением или без него).

Положение условных границ первого типа зависит от распределения значений свойств вещества в пространстве, но определяется оно в зависимости от процедуры проведения границы. К условным границам этого типа относятся поверхности (линии, точки), где отдельные свойства из совокупности свойств, по которым формализовано пространство, принимают некоторые фиксированные значения. Такими значениями являются, например, кондиционные значения пористости или проницаемости; разделяющие нефтенасыщенные породы на группы, в одних из которых нефть будет поступать в скважины при данной системе разработки, а в других нет.

Условная граница второго типа также связана с распределением значений свойств вещества в геологическом пространстве, но для определения ее положения требуется применить по крайней мере две процедуры, например выделить резкостную геологическую границу и найти положение на этой границе точек со сходными геометрическими характеристиками, которые и определяют местоположение условной границы второго типа. Такой границей будет, в частности, замкнутая изогипса, определяющая размер антиклинальной складки: изогипса — геометрическое место точек равной высоты над уровнем моря, расположенных на кровле (или подошве) пласта, являющейся резкостной границей.

Положение условных границ третьего типа также зависит от распределения значений свойств вещества в пространстве. Однако в данном случае эти свойства истолковываются с помощью ретроспективных реконструкций, что предполагает использование динамических систем и гипотез в соответствии с принципом актуализма. К условным геологическим границам

третьего типа относятся хроностратиграфические границы — поверхности равного времени, однако не биостратиграфические, выделяемые как резкостные. Они же включают границы, выделяемые при палеопостроениях, фациальные и т. п.

Произвольные границы не связаны с распределением свойств вещества. Их положение в пространстве зависит только от поставленных и решаемых задач, обусловлено соображениями удобства, экономической целесообразностью и т. п. Например, при изучении свойств коллекторов нефти и газа пористость и проницаемость пород определяются по образцам керна, поверхность которого может рассматриваться в качестве произвольной геологической границы. К этому типу могут быть отнесены также границы категорий запасов, не совпадающие с какими-либо естественными или условными границами, т. е. проводимые по скважинам.

Основанием для проведения геологических границ (за исключением произвольных) служат данные измерений или определений свойств вещества и распределение их значений в геологическом пространстве.

Часть статического геологического пространства, ограниченная геологическими границами, называется геологическим телом. Мерность геологического тела равна мерности пространства, в котором оно выделяется. В двумерном и одномерном геологических пространствах геологические тела представляют собой части поверхности или отрезки линий. Для выделения геологического тела достаточно указать его границы. По характеру ограничения геологические тела можно разделить на резкостные, дизъюнктивные, условные первого, второго и третьего типа и ограниченные комбинированными границами.

Геологические тела могут быть простыми и сложными. Простыми называются тела, внутри которых по рассматриваемой совокупности признаков (заданному или выбранному списку свойств) нельзя провести ни одной естественной или условной границы; внутри сложных тел можно провести хотя бы одну такую границу. Геологические тела, среди границ которых имеются и условные границы, называются условными телами.

При рассмотрении сложного тела как системы составляющие его условные или условные простые тела выступают в качестве элементов системы. Поэтому разбиение сложного тела на простые называется элементаризацией сложного тела. Элементаризация имеет смысл только в конкретном формальном статическом пространстве, т. е. может быть произведена только по заданному списку свойств. Элементаризация геологического пространства — необходимая предпосылка его описания.

Таким образом, всякое реальное геологическое тело в процессе исследования рассматривается как достаточно сложная система, состоящая из подсистем более низкого порядка, представляющих собой также геологические тела, каждое из которых, в свою очередь, представляет собой совокупность подсистем (геологических тел) еще более низкого порядка. Конечные звенья этой иерархии систем и подсистем — геологические тела, рассматриваемые в данном исследовании как простые и выступающие в качестве элементарных (элементов системы). Иначе говоря, одно и то же геологическое тело может анализироваться на различных уровнях его структурной организации, а при расширении исследуемой области геологического пространства то же тело может рассматриваться как составная часть (подсистема или элемент) какого-то другого, более крупного геологического тела, представляющего собой систему более высокого порядка.

После выделения тела его следует описать, чтобы иметь возможность выяснять различные практические вопросы, сравнивать с другими телами, классифицировать геологические тела. Последнее необходимо для решения более сложных структурных задач. Например, только после описания пластов (толщ свиты) можно построить стратиграфические колонки, сопоставить разрезы.

При проведении элементаризации сложного геологического тела прежде всего нужно разобраться в естественном строении этого тела, т. е. выявить естественные структурные уровни его организации и изучить тело на уровне,

необходимом для решения конкретной задачи. Например, при рассмотрении терригенных нефтегазоносных пластов выделяются следующие уровни организации.

1. Организация на уровне минерального зерна, когда отдельное минеральное зерно выступает как элементарное тело; совокупность таких тел образует систему, называемую горной породой.

2. Организация на уровне горной породы, когда горная порода определенного вида (класса), например песчаник или алевролит, залегающая в виде тела некоторой формы и размера, рассматривается как элемент более крупной системы, называемой в нефтегазопромысловой геологии продуктивным (нефтегазоносным, нефтегазонасыщенным и т. п.) пластом или горизонтом, либо как элемент ее части.

3. Организация на уровне части пласта или горизонта, выделяемой в результате оптимального расчленения объекта, например, с помощью ГСР (см. § 3 гл. III), когда такие части (песчаные и глинистые полуритмы) выступают в качестве элементов системы, представляющей собой нефтегазоносный пласт или горизонт. Если пласт (горизонт) объективно на части не делится, то он рассматривается как элемент более крупной системы следующего уровня.

4. Организация на уровне пласта или горизонта, когда отдельные пласты, насыщенные или не насыщенные нефтью или газом, рассматриваются как элементы системы, которая может представлять собой многопластовое месторождение или эксплуатационный объект.

Таковы структурные уровни, которые естественно (независимо от исследователя и решаемых задач) могут быть выделены в статическом геологическом пространстве, являющемся объектом изучения в нефтегазопромысловой геологии. Нетрудно заметить, что основным фактором, определяющим структуру геологического пространства на любом из уровней, является слоистая симметрия. Чем крупнее рассматриваемая система, т. е. чем выше уровень структурной организации, тем существеннее роль слоистости. Элементы слоистой структуры (пласты, пропластки, слои и т. п.) выступают как системы более низкого порядка, характеризующиеся и более мелкой слоистостью и невыдержанностью литологической характеристики отдельных слоев, приводящей к их разбиению на плоские тела неправильной формы, что вызывает усложнение слоистой структуры.

При исследовании структуры геологических систем на указанных уровнях их структурной организации не учитываются результаты воздействия на них процессов добычи нефти. Структура на любом из уровней может быть изучена без учета таких свойств пород, как пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность. Однако, как только включаем техническую систему, воздействуя на первичную геологическую систему, процесс их взаимодействия вскрывает особенности, новые черты, ранее неизвестные отношения как между элементами первичной геологической системы, так и между отдельными частями элементов изначальной геологической системы, первоначально представляющихся однородными, неделимыми. Оказывается, во-первых, что породы, характеризующиеся коллекторскими свойствами, в различных частях геологического пространства содержат разное количество нефти (имеют разную нефтенасыщенность), обладают неодинаковой способностью отдавать нефть (имеют разную проницаемость) и т. п. Если изменение пористости (проницаемости) породы-коллектора в пределах единого элемента системы, рассматриваемого до начала технического воздействия, происходит плавно и на его фоне трудно провести какие-либо границы, то техническое воздействие сразу же позволяет обнаружить существование граничных значений этих признаков, которые разделяют породы на отдающие и не отдающие нефть при данной системе воздействия на пласт. К тому же взаимодействие геологической, технической и экономической систем вызывает необходимость более сложного разделения первично неделимого элемента, представленного нефтенасыщенной породой, на коллектор и неколлектор.

Из указанного выше видно, что при сложном воздействии факторов геологии, техники и экономики геологическое тело, рассматриваемое в некоторых условиях и по одним признакам как простое, в других условиях и по

нным признакам предстает сложным, расчлененным на тела, различающиеся характером поведения для принятой системы разработки пласта. Чтобы установить различия между выделяемыми частями, необходимо разделить первоначально простое геологическое тело на условные тела, для которых можно определить значения того или иного признака. По нему и выполняется разбиение простого тела на части. Здесь начинают использовать понятие такой формальной точки, в качестве которой будут выступать или образец керна, или более крупные части геологического пространства, характеризующиеся данными промыслово-геофизических либо гидродинамических исследований.

Таким образом, взаимодействие геологической, технической и экономической систем увеличивает число ступеней структурной иерархии, порождая новый уровень структурной организации геологических тел, которые рассматривали до технического воздействия как делимые лишь на минеральные зерна.

Для промыслово-геологических исследований, проводимых в условиях взаимодействия указанных систем, целесообразно выделять следующие уровни структурной организации геологических систем.

1. Уровень минерального зерна.

2. Уровень, на котором в качестве элемента системы выступает некоторый конгломерат минеральных зерен, заполняющих часть геологического пространства. Последнее выступает в качестве произвольного геологического тела, называемого образцом горной породы. Агрегированность зерен, их существование в виде стабильной совокупности порождает такие свойства горной породы, как пористость, проницаемость и т. п., меняющиеся от одного образца к другому в пределах части геологического пространства, занятого данной горной породой.

3. Уровень геологических тел, существование которых проявляется только в процессе взаимодействия геологической, технической и экономической систем. Например, тела, выделяемые на фоне одного и того же литологического типа пород, сложенные породами-коллекторами и породами-неколлекторами или породами, которые характеризуются разной продуктивностью и т. п.

4. Уровень горной породы как одной из форм планетарного уровня организации вещества. Уровень части пласта (горизонта), выделяемой в результате процедур оптимального расчленения и корреляции разрезов скважин. Эти части (песчаные и глинистые полуритмы) — элементы системы, в качестве которой рассматривается нефтегазоносный горизонт (пласт) в целом.

5. Уровень пласта или горизонта как части геологического пространства, к которой приурочены единичные скопления нефти или газа, называемые залежами. Пласты и их части являются элементами систем такого высокого уровня, как многопластовое месторождение или эксплуатационный объект.

В настоящее время выделять другие уровни структурной организации геологического пространства для промыслово-геологических исследований объективных оснований нет.

Целесообразно выделенным структурным уровням (или системам, элементами которых являются геологические тела указанных структурных уровней) дать следующие названия.

1. Ультрамикроструктура — структура горной породы на уровне минеральных зерен.

2. Микроструктура — структура горной породы на уровне образцов, по которым изучаются ее свойства (литологические, геохимические, геолого-физические и т. п.).

3. Интраструктура — внутренняя структура горной породы, проявляющаяся лишь в процессе взаимодействия геологической и технической систем (при разработке залежи, эксплуатации пласта). Границы тел, образующих интраструктуру, являются, как правило, условными геологическими границами (например, кондиции) и часто проводятся с учетом требований экономики.

4. Макроструктура — структура пласта или его части на уровне геологических тел, сложенных горными породами, проявляющаяся независимо от целей, задач и условий, в которых она изучается. Как и ультраструктура макроструктура является первичной (генетической) структурой нефтегазоносного

пласта. Рассмотрение элементов макроструктуры на уровне интраструктуры может считаться усложнением геологической макроструктуры в результате технического воздействия на нее.

5. Метаструктура — структура пласта (горизонта) или эксплуатационного объекта (многопластового месторождения), элементами которой являются нефтегазоносные пласты и их части.

Следует подчеркнуть, что указанные выше представления об оптимальном расчленении залежей нефти или газа, нефтегазоносных пластов или эксплуатационных объектов на составные части, основанном на системном структурном подходе к этим объектам, достаточно четко сформулированы пока лишь для геологического пространства, выполненного терригенными горными породами. Эти представления, очевидно, в значительной части могут быть перенесены и на карбонатные отложения (после некоторого уточнения).

§ 3. Характеристика изменчивости свойств при геометризации залежей нефти и газа

Применение любого математического аппарата для определения параметров залежей и оценки их точности основано на предварительно создаваемой формализованной (математической) модели размещения признака в теле залежи. Модель в каждом случае выбирается не произвольно, а в соответствии с особенностями распределения изучаемого признака в некотором элементарном объеме объекта. Модель должна адекватно представлять поле — размещение признака — и удовлетворять по крайней мере следующим условиям: а) обладать тем же поведением, что и ее прототип; б) необходимо, чтобы на основе структуры и поведения модели можно было выявить дополнительные черты прототипа, не содержащиеся в явном виде в исходном фактическом материале.

Наиболее общей моделью применительно к изучению геологического объекта при разведке месторождений полезных ископаемых является модель «случайное поле». Принципиальная особенность этой модели заключается в том, что она учитывает не только геологическую характеристику объекта, но и методику его изучения. В качестве собственно функции V в случайной функции выступает ее математическое ожидание. На практике данная функция, как правило, бывает представлена частной реализацией случайного поля, которая в зависимости от условий и метода изучения в пределах одного и того же участка с различной точностью (представительностью) характеризует действительную функцию размещения признака.

Выявление функции V размещения признака в теле залежи с определенной степенью точности составляет сущность геометризации месторождения полезного ископаемого.

Традиционная карта в изолиниях математически может быть проинтерпретирована как вероятностная графоаналитическая модель, создающая картину размещения изучаемого признака с определенной степенью точности.

Частной модификацией модели «случайное поле» является статистическая модель, используемая исследователями при случайном размещении признака. Основные положения, на которых базируется применение этой модели, сводятся к следующему.

Процесс разведки представляется многократным замером признака в разных частях залежи. Значение признака рассматривается как самостоятельная случайная величина. Группа замеров одного признака в пределах залежи считается статистической совокупностью значений случайной величины, а единичный замер признака — вариантом этой статистической совокупности. Предполагается, что все варианты статистической совокупности представляют собой отдельные независимые флуктуации значений признака относительно некоторой средней величины, которую в пределе можно рассматривать как математическое ожидание данной случайной величины.

Для такой модели математическое ожидание представляется горизонтальной прямой линией или горизонтальной плоскостью. Карту в изолиниях

для такой плоскости построить невозможно, и она заменяется простым средним значением, вычисленным из частных значений признака по скважинам. Дисперсия частных значений относительно среднего дает представление о случайной изменчивости признака по линии профиля или по площади залежи.

Таким образом, рассматриваемые модели отличаются формой (характером) закономерности, которая может быть выявлена в массе частных замеров изучаемого признака залежи полезного ископаемого.

Возможны случаи, когда один и тот же признак у разных залежей требует применения различных моделей, благодаря неодинаковому характеру проявления наблюдаемой изменчивости. Однако не исключено, что для изучения одного признака конкретной залежи могут использоваться разные модели на различных стадиях исследования.

В связи с обоснованием математической модели размещения геологического признака в элементарном объеме геометризации принципиальное значение приобретает понятие изменчивости этого признака. Различается объективная изменчивость, не связанная с методами и результатами измерения, и наблюдаемая, выраженная через измеренные величины. По форме выражения выделяются изменчивости абсолютная и относительная, соответственно связанная и не связанная с масштабом изучаемого признака и системой отсчета. При решении вопросов геометризации залежей сталкиваются с наблюдаемой изменчивостью. От того, насколько верно трактуется природа наблюдаемой изменчивости признака, зависит правильность модельного представления геологического явления или объекта, а следовательно, и правомочность применения соответствующего математического аппарата для его изучения.

Исходя из математической модели размещения признака «случайное поле» следует, что наблюдаемую изменчивость признака в условиях разведки можно рассматривать как суммарное проявление двух составляющих: случайной и закономерной, связанных между собой существующими геологическими закономерностями в единую неслучайную систему, определяемую формой, размерами и свойствами изучаемой залежи. Элемент закономерности, объединяющий отдельные значения признака, — математическое ожидание случайной функции. Случайная же составляющая изменчивости образует поле рассеяния возможных частных реализаций признака относительно математического ожидания.

Как закономерная, так и случайная составляющая общей изменчивости обусловлена особенностями морфологии размещения признака в теле залежи, т. е. генезисом геологического образования, а также спецификой методики и задачами изучения залежи.

В размещении признака всегда можно выделить ряд уровней, отражающих степень детальности строения объекта и степени его изученности. Внутри каждого уровня размещение подчиняется определенным закономерностям. Так, можно рассматривать цепь локальных поднятий III порядка, осложняющих структуру II порядка (тектонический вал), как закономерность более высокого уровня (III порядка), наложенную на закономерность более низкого уровня (II порядка). Первая в этом случае воспринимается как отклонение от второй. В задачу геологического изучения на том или ином этапе может входить выявление закономерностей только определенного порядка. Если необходимо определить изменчивость n -го порядка, то структурные элементы $(n+1)$ -го порядка воспринимаются как случайные.

Таким образом, изменчивость всякого порядка может проявляться и как закономерная (по отношению к изменчивости на порядок выше), и как случайная (относительно изменчивости на порядок ниже). Эти соотношения порядка в изменчивости свойственны любым геологическим характеристикам залежей полезных ископаемых, поэтому на практике при геологическом изучении необходимо иметь в виду, в рамках какого уровня изучается объект, что, в свою очередь, определяется задачами исследования. В настоящее время большинство исследователей склонны рассматривать изменчивость признака как колебательный процесс, причем на каждом структурном уровне

изменчивость свойств может соответствовать представлениям В. А. Котельникова о случайных функциях с ограниченным спектром частот. Тогда изменчивость на всех выделенных структурных уровнях может рассматриваться как композиция колебательных процессов (по амплитудам и периодам колебаний) различных масштабов.

Граница между отдельными структурными уровнями может быть как четкой, так и постепенной, выраженной плавным переходом, например, амплитуд колебаний одного уровня в колебания высшего или низшего уровня. Так, непосредственным объектом изучения в период подготовки нефтяных месторождений к разработке является залежь, приуроченная чаще всего к локальной структуре III порядка. Рассматривая общую изменчивость признака (например, гипсометрии) в пределах данной залежи, мы как бы находимся в рамках некоторой полосы амплитуд, выделяемой из возможного спектра амплитуд изменения признака. Нижней границей выбираемой полосы является амплитуда основного колебания самой структуры III порядка. Это колебание осложнено суммой более высокочастотных колебаний. Сюда входят полуволны изменения признака, амплитуда которых лежит в пределах между амплитудой основных колебаний и колебаниями с амплитудой соизмеримой с величиной погрешности измерения. Амплитуды, которые соизмеримы с величиной погрешности измерения и поэтому не выявляются по данным наблюдений в скважинах, представляют верхнюю границу выбираемой полосы спектра амплитуд.

В процессе изучения объекта по мере уплотнения сетки скважин полуволны (полупериоды) изменения признака разной длины и амплитуды вскрываются последовательно в соответствии с уменьшением расстояния между скважинами. Наблюдаемая закономерность в изменении признака выявляется постепенно по мере дополнения ее новыми полуволнами. Иначе говоря, закономерная составляющая общей изменчивости все время увеличивается. Сумма полуволн, оставшихся невыявленными, входит в случайную составляющую общей изменчивости, которая все время уменьшается в долевым отношении за счет возрастания закономерной. Количественная оценка случайной составляющей изменчивости в любое время процесса разведки с вероятностных позиций дает представление о точности выявленных закономерностей изменения признака на этот момент.

Таким образом, в составе закономерной составляющей наблюдаемой изменчивости присутствуют:

- 1) колебания низшего структурного уровня — выявленный наблюдениями тренд размещения признака;
- 2) колебания изучаемого структурного уровня, представленные некоторой выявленной циклической или периодической изменением признака.

В состав случайной составляющей наблюдаемой изменчивости обычно входят:

- 1) частные колебания изучаемого уровня, не выявленные данной сетью наблюдений;
- 2) невыявленные колебания более высоких структурных уровней;
- 3) технические (методические) погрешности определения признака в точке наблюдений.

Случайная изменчивость уменьшается в процессе изучения за счет сокращения первой и второй компонент, и в пределе (при бесконечном увеличении плотности сетки скважин) стремится к абсолютной величине третьей компоненты. В соответствии с этим общая погрешность построения разреза или карты снижается с увеличением плотности сетки скважин за счет уменьшения погрешности интерполяции и в пределе стремится к величине погрешности измерения признака в точке наблюдения.

Таким образом, модели одного и того же размещения признака в зависимости от изученности могут переходить от размещения случайного типа к закономерному. Отсюда следует, что и численные характеристики изменчивости должны быть связаны с изученностью размещения (интервалом разведки) и отражать динамику указанных выше переходов изменчивости из одного вида в другой.

Изменчивость любой кривой колебательного характера определяется средними значениями амплитуды A и периода T колебаний, а также связанностью значений признака в смежных точках кривой. Используемые на практике показатели изменчивости отражают эти элементы размещения признака. Показатели, оценивающие только амплитуду колебаний (стандарт, размах, средние последовательные разности разных порядков), называются статистическими. Показатели, учитывающие кроме амплитуды и период колебаний, оцениваемый интервалом l сети наблюдений, называются геометрическими.

Наиболее распространенным статистическим показателем оценки абсолютной изменчивости является стандарт:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}, \quad (\text{VII.1})$$

где $\{x_i\} (i=1, n)$ — ряд наблюдений изучаемого признака x , а относительная изменчивость — коэффициент вариации (в %)

$$v = \frac{\sigma}{\bar{x}} 100. \quad (\text{VII.2})$$

Стандарт связан с оценкой средней амплитуды колебаний признака $\bar{a}$ соотношениями $\sigma \approx 0,7\bar{a}$ при выдержанности амплитуд и $\sigma > 0,7\bar{a}$ в случае неустойчивого колебания признака.

Применение оценок σ и v в качестве показателей изменчивости имеет ограничения, поскольку наблюдения должны быть непрерывны, случайны, независимы, равноточны и подчинены нормальному закону распределения. Нарушение этих условий, особенно наличие тренда или циклической составляющей, делает результаты неслучайными и статистически зависимыми, что приводит к смещению оценки σ на величину

$$\frac{\sigma'}{\sigma_x} = \frac{1}{\sqrt{1 - k(l)}}, \quad -1 \leq k(l) \leq 1,$$

где $k(l)$ — нормированный момент автокорреляции.

Если условия применения стандарта выполняются, получают хорошую оценку абсолютной изменчивости по направлению, площади или по объему. Стандарт, освобожденный от закономерной составляющей, используется для оценки величины технических ошибок, точности карт и т. п.

Основной недостаток стандарта — отсутствие учета периода колебаний — в значительной степени устраняется в показателях, основанных на последовательных разностях I и II порядков, учитывающих порядок следования точек в ряду наблюдений признака, т. е. автокоррелированность ряда. Вычисленные показатели при разных интервалах сети наблюдений получают функцию изменчивости и, таким образом, характеризуют динамику проявления различных ее составляющих. Наиболее типична предложенная З. Д. Низгурецким структурная функция

$$(\bar{\Delta}')^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} (x_{i+1} - x_i)^2 = 2\sigma_x^2, \quad (\text{VII.3})$$

где $(\bar{\Delta}')^2$ — абсолютная оценка наблюдаемой изменчивости признака.

Структурная функция тесно связана с автокорреляционной $k(l)$, являющейся относительной оценкой изменчивости:

$$(\bar{\Delta}')^2 = 2[k(0) - k(l)].$$

Здесь $k(0)$ — значение автокорреляционной функции при $l=0$.

Структурная и автокорреляционная функции позволяют найти соотношение между случайной и закономерной составляющими наблюдаемой изменчивости, установить предельные расстояния l_k , начиная с которых значения признака в соседних точках можно считать независимыми и т. п. Аналог структурной функции — предложенная Ж. Матероном (1968) вариограмма

$$\gamma_x(l) = \frac{1}{L-l} \int_0^{L-l} [f(x+l) - f(x)]^2 dx,$$

где $f(x)$, $f(x+l)$ — значения признака, измеренные на расстоянии l ; L — длина анализируемого профиля размещения признака.

Приведенные выше характеристики изменчивости не учитывают неравномерность сети наблюдений, которая может смещать показатель изменчивости до 25—30 % по сравнению с равномерной сетью. Неравномерность сети наблюдений учитывает геометрический показатель В. А. Букринского (1965). Сложность закономерных изменений признака оценивается как отношение длины кривой размещения признака к ее проекции:

$$I = \frac{1}{D} \int_{(k)} dk - 1, \quad (\text{VII.4})$$

где $\int_{(k)} dk$ — длина кривой размещения признака, мм; $D = \sqrt{(\mu_l L)^2 + (\mu_c R)^2}$ — гипотенуза прямоугольного треугольника, с катетами равными длине проекции L кривой K и размаху R , мм; $\mu_l = 1 : M_l$ — масштаб по оси интервалов (1 мм соответствует M_l метров); $\mu_c = 1 : M_c$ — масштаб по оси значений признака (1 мм отвечает M_c единиц значений признака).

Оценка изменчивости признака, предложенная В. М. Гудковым (1971), основана на раздельном учете следующих составляющих: линейной S_l^2 , случайной $S_{сл}^2$ и природной $S_{пр}^2$. Линейная изменчивость характеризует закономерное изменение признака (тренд); случайная — технические и методические погрешности определения признака в точках наблюдения; природная — циклическую колеблемость более высоких порядков, чем изменчивость, описываемая линейной составляющей. Общая изменчивость включает характеристики

$$S_o^2 = S_l^2 + \frac{1}{2} S_{сл}^2 + S_{пр}^2.$$

Общая изменчивость может быть вычислена по формуле

$$S_o^2 = \frac{1}{4n} \sum_1^n (x_i - x_{i+1})^2, \quad (\text{VII.5})$$

где n — количество наблюдений в ряду (профильном разрезе); $x_i - x_{i+1}$ — разность между членами ряда наблюдений при расстоянии между ними, равном l_o .

От характеристики изменчивости можно перейти к средним квадратическим погрешностям профильного разреза по формуле

$$m_o^2 = m_l^2 + m_{сл}^2 + m_{пр}^2,$$

где m_l^2 — средняя квадратическая погрешность разреза за счет перегибов линейной изменчивости; $m_l^2 = 0,011 l_o^2 / L^2 \Sigma \Delta_i^2$; Δ_i — разность наклонов профиля в точках перегиба; L — длина профиля; $m_{сл}^2$ — средняя квадратическая погрешность, обусловленная случайной изменчивостью; $m_{сл}^2 = 0,67 S_{сл}^2$; $m_{пр}^2$ —

средняя квадратическая погрешность, определяемая природной изменчивостью; $m_{\text{пр}}^2 = kS_{\text{пр}}^2$; k — коэффициент, связывающий структурные элементы разреза (амплитуды и длины полуволн изменения признака) с погрешностями его воспроизведения в любой точке.

Особую ценность данная методика имеет для оценки определения погрешностей карт структурных и изопахит при решении задач оценки точности нахождения параметров и подсчета запасов, поскольку наличие связи между структурными элементами изменчивости (по профилям) и погрешно-

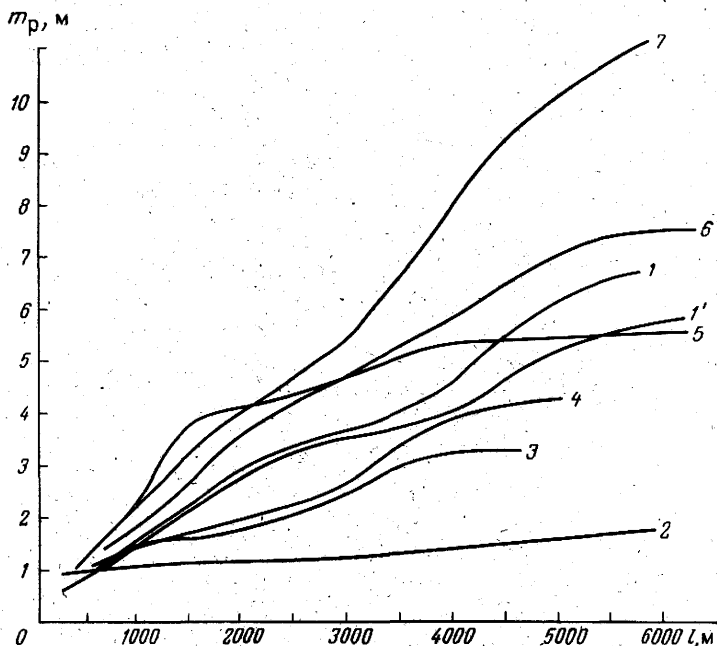


Рис. 58. Кривые зависимости средней квадратической погрешности профильных разрезов эффективной мощности от среднего расстояния между скважинами

Шифр кривых см. в табл. 14

стями профильных разрезов (а через них и карт) позволяет использовать эти элементы для прогноза погрешностей карт по мере повышения степени изученности месторождения.

В соответствии с моделью интерпретации профильных разрезов изменения признака как набора полуволн разного порядка с периодами T и амплитудами A , кривые погрешностей профильных разрезов характеризуются различными темпами нарастания с последующей стабилизацией на некотором постоянном уровне. Темпы нарастания погрешностей и уровень стабилизации определяются основными структурными элементами профилей и их численными характеристиками. На рис. 58 показаны кривые средних квадратических погрешностей профильных разрезов эффективной мощности продуктивных пластов ряда нефтяных месторождений. Они характеризуются постепенным нарастанием погрешностей и при расстояниях между скважинами, равными 4–6 км, еще не стабилизируются. На исходных профилях этой группы наблюдаются значительные (5300–7800 м) длины полуволн (табл. 14).

Уровень стабилизации погрешностей отчетливо связан с амплитудами осредненных полуовал профилей разрезов (см. рис. 58, табл. 14).

Таким образом, численные параметры структурных элементов могут служить надежными критериями для выбора кривой, которая соответствует конкретным условиям залежи, находящейся в разведке. Если по данным разведки удастся хотя бы приблизительно определить структурные элементы модели размещения признака, то по элементам можно подобрать соответствующую кривую погрешностей и прогнозировать погрешности на любую наперед заданную плотность сетки скважин. Этот прием позволяет оценивать точность карт размещения признака, а через них — соответствующих параметров и запасов нефти в залежах на ранних стадиях разведки, когда другие методы определения погрешностей еще нельзя применять из-за недостатка информации.

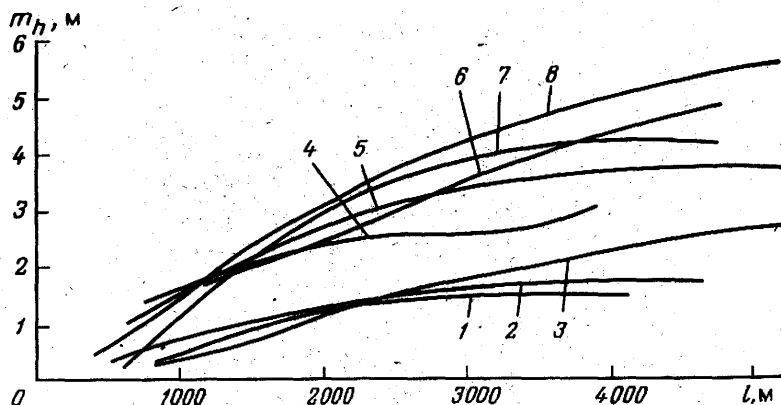


Рис. 59. Кривые зависимости средней квадратической погрешности карт эффективной нефтенасыщенной мощности

Месторождения и продуктивные пласты: 1 — Ватинское, А-1 среднее значение эффективной нефтенасыщенной мощности $\bar{h}=3,8$ м; 2 — Западно-Сургутское, Б-1, $\bar{h}=4,7$ м; 3 — Соснинско-Советское, А-1, $\bar{h}=18$ м; 4 — Ватинское, Б-8, $\bar{h}=13,5$ м; 5 — Самотлорское, А-1, $\bar{h}=22,3$ м; 6 — Западно-Сургутское, Б-10, $\bar{h}=13,5$ м; 7 — Ватинское, А-2, $\bar{h}=7,8$ м; 8 — Самотлорское, А-2, $\bar{h}=12,7$ м

Таблица 14

**Характеристика средних структурных элементов
профильных разрезов эффективной мощности**

Шифр кривой на рис. 58	Месторождение	Пласт	Амплитуда осредненной полуовалы, м	Длина полуовалы, м
7	Мухановское	C ₁	25	6700
6	Коробковское	Б6	23	6500
1	Жирновское	Б ₁	18	7500
1'	»	Б ₁	15	7800
5	Мухановское	Д _{II}	13	5300
4	Бавлинское	Д ₁	10	5600
3	Жирновское	Б6III	7	5000
2	»	Б6II	3	5000

На практике встречаются ситуации, когда исходные данные не позволяют выявить порядок величин, характеризующих структурные элементы модели. В этих случаях следует перейти на более низкий уровень количественного обоснования аналогии. В частности, замечено, что структурные элементы профильных разрезов мощности нефтеносных пластов коррелируются со средними значениями этого параметра и, таким образом, среднее значение мощности включает информацию о возможной колеблемости признака. Так, при анализе кривых на рис. 59 можно заметить общую закономерность увеличения средней квадратической погрешности m_z карты размещения признака в одноименных пластах на разных площадях с увеличением мощности h . Расположение кривых погрешностей пласта А-1 на Ватинском (1), Соснинско-Советском (3) и Самотлорском (5) месторождениях относительно друг друга примерно соответствует средним значениям мощности. Одинаковый вид имеют кривые для пласта А-2 на Ватинском (7) и Самотлорском (8) месторождениях, где средние значения мощности также близки между собой.

При любых способах расчетов кривых погрешностей необходимо учитывать возможное наличие закономерностей в размещении признака, не участвующих в образовании погрешностей. В аналитических методах это достигается специальными формулами, позволяющими выразить закономерную составляющую изменчивости и вычесть ее из величины общей изменчивости [Гудков В. М., Фурсов А. Я., 1971 г.].

В экспериментах по разрядке плотной сети та же цель достигается особыми приемами. Например, для получения кривых погрешностей структурных карт применяется «неслучайная» разрядка профилей. Она заключается в том, что при любой редкой сети сохраняются точки наблюдений (скважины), расположенные на своде структуры. Таким образом, свод при разрядке никогда не пропускается. Такая «неслучайная» разрядка профилей, сохраняющая при каждом шаге разрядки основные черты строения структуры (полуволну низкого порядка или тренд), имитирует работу геолога, использующего для структурных построений наряду с данными бурения сейсмические карты. Благодаря этому процессу снятия закономерности составляющей кривая погрешностей структурной поверхности пласта отражает структурные элементы более высокого порядка, которые на стадии составления сейсмической карты обычно не выявляются и при разведке обнаруживаются в составе случайной составляющей общей изменчивости.

Связь между характером кривых погрешностей профильных разрезов и численными характеристиками структурных элементов показана на рис. 60 и в табл. 15, из которых видно, что уровень кривых погрешностей структурных карт определяется в основном амплитудами элементов, осложняющих основную структуру. Так, кривые 1 и 2 резко расходятся, поскольку амплитуды осложняющих куполов различаются в 2 раза, хотя характеристики основной структуры на анализируемых профилях совпадают и по амплитуде, и по длине полуволны. Наоборот, при совпадении амплитуд осложняющих структур кривые 3 и 4 близки между собой. Анализ кривых, приведенных на рис. 61, позволяет сделать вывод, что кривые погрешностей для одного и того же пласта на разных площадях при различных размерах структур аналогичны. Так, для продуктивного пласта А-1 наблюдается сходство кривых по Мегинскому (1), Самотлорскому (2) и Ватинскому (4) месторождениям. По более глубокому горизонту Б-8 аналогичны кривые на Мегинском (9) и Ватинском (10) месторождениях. Это дает основание

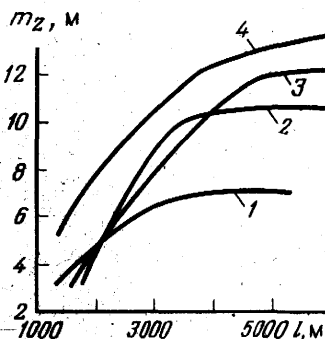


Рис. 60. Кривые зависимости средней квадратической погрешности профильных разрезов структурной поверхности
Шифр кривых см. в табл. 15

считать, что на ранних стадиях разведки, когда структурные элементы выявляются с трудом, в качестве приближенного критерия для выбора зависимости погрешностей m_z структурных карт от расстояний между скважинами может быть принята приуроченность продуктивных пластов к одному стратиграфическому горизонту. По-видимому, в данном районе были такие условия формирования структурного плана, что, несмотря на большое различие в размерах структур низкого порядка, структурные элементы высоких порядков оказались одинаковыми.

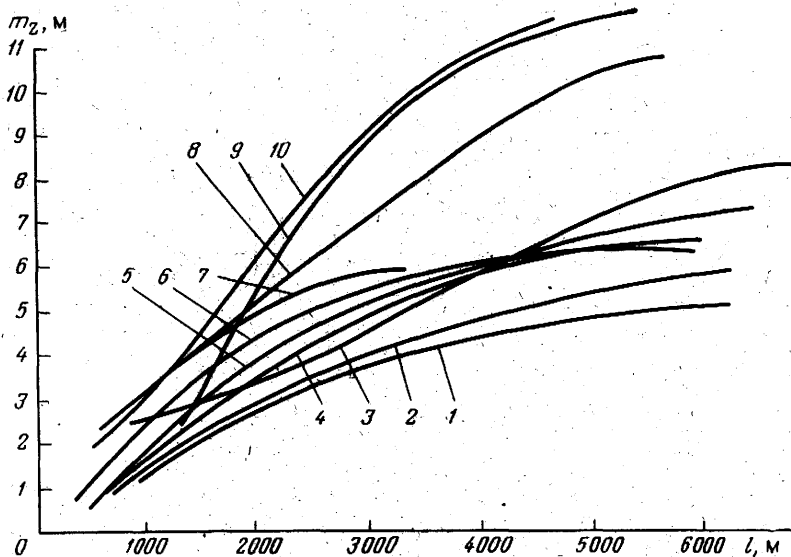


Рис. 61. Кривые зависимости средней квадратической погрешности структурных карт Месторождения и продуктивные пласты: 1 — Мегионское, А-1; 2 — Самогилское, А-1; 3 — Западно-Сургутское, Б-1; 4 — Ватинское, А-1; 5 — Самогилское, А-2; 6 — Ватинское, А-2; 7 — Правдинское, Б-6; 8 — Западно-Сургутское, Б-10; 9 — Мегионское, Б-8; 10 — Ватинское, Б-8

Т а б л и ц а 15

Характеристика элементов профилей, описывающих структуры продуктивных отложений

Шифр кривой на рис 60	Месторождение	Пласт	Амплитуда основной структуры, м	Длина полу-волны основной структуры, м	Средняя амплитуда осложняющих элементов структуры, м	Средняя длина осложняющих элементов структуры, м
1	Мегионское	А-1,	42	10 500	10	2500
2	»	А-2	42	12 000	20	4000
3	»	Б-8	70	14 000	32	4000
4	Западно-Сургутское	Б-10	60	15 500	32	3500

§ 4. Виды и методы графического моделирования размещения свойств залежей

Графическая модель залежи или месторождения создается путем последовательного построения и комплексного анализа разрезов скважин, корреляционных схем, профильных разрезов и карт различного назначения. Качество последних существенно зависит от полноты и надежности первичной геологической документации, которая частично выполняется непосредственно на месте производства работ, иногда в затрудненных условиях по частям (интервалам бурения, отбора керна, опробования и т. п.). В связи с этим важно соблюдать определенные требования к качеству документации.

Основные требования состоят в том, что наблюдаемые факты должны быть точно отображены в записях, на схемах; отбор образцов керна следует производить равномерно, чтобы с необходимой полнотой охарактеризовать разновидность пород, при документации опробования должны быть отражены технические условия проведения работ и т. п. Большое значение имеет единообразие ведения первичной геологической документации, что достигается применением специальных форм, бланков, которые облегчают работу и повышают производительность труда.

Составляемые на этой основе графические материалы должны быть по возможности простыми, метричными и наглядными. Метричность чертежа — свойство, обеспечивающее простоту измерения линейных и угловых величин, которые характеризуют геологическое строение залежи. Наглядностью чертежа называется качество, дающее наиболее полное пространственное представление о форме залежи или месторождения.

Важное условие унификации геологической документации и графических построений — единая система условных знаков, которая должна отражать многообразие геолого-технических условий проведения геологоразведочных работ и в то же время быть компактной, обеспечивать необходимую контрастность и четкость условных обозначений. При создании такой системы необходимо предусматривать возможность трансформации одного знака в другой по мере изменения изображаемого объекта. Так, основным знаком для обозначения скважины принимается кружок, который затем дополняют другими элементами в зависимости от категории скважины и ее состояния. При изображении сочетания горных пород на условные знаки основной породы наносят элементы условных знаков другой породы. Плотность знаков должна примерно отражать интенсивность наложенных процессов и содержание материала, показанного на знаке. В одном контуре допустимо сочетание не более трех условных знаков. На карте знаки установленных контуров залежей вычерчивают толстыми линиями, а предполагаемых — более тонкими. При изображении линий выклинивания пласта или линий сбросов (взбросов) штрихи направляют в сторону отсутствия пласта или опущенного крыла структуры. У надвигов зубчики направляют в сторону надвинутого крыла, цифры над знаком сдвига обозначают величину горизонтального перемещения в километрах.

На рис. 62 приведены примеры условных знаков для картографических материалов, составляемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. На чертежах, носящих иллюстративный характер, допускаются упрощение знаков и меньшая их дифференциация.

Основные виды графического отображения свойств залежей, которые воспроизводят взаимоотношения между различными элементами геологических тел, т. е. характеризуются метричностью, — геологические профильные разрезы и карты. Разрезы скважин и корреляционные схемы представляют собой вспомогательные элементы геометризации, поскольку они решают лишь некоторые задачи моделирования объекта: расчленение его на отдельные элементарные части, прослеживание взаимосвязи этих частей без отражения их пространственных взаимоотношений.

Профильные разрезы, являющиеся самостоятельными видами геометризации, могут быть использованы и как вспомогательные элементы для

СКВАЖИНЫ

Категория скважин	Состояние скважин			
	проектные	в бурении	законченные	в эксплуатации
Опорные				
Параметрические				
Структурные				
Поисковые				
Разведочные				
Эксплуатационные				

ЭЛЕМЕНТЫ КАРТ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

	Внешний контур нефтеносности
	Внутренний контур нефтеносности
	Внешний контур газоносности
	Внутренний контур газоносности
	Линия выклинивания
	Граница несогласного залегания пород, зоны размыта горизонта, свиты, толщ
	Зона слияния пластов
	Контур поверхности соляного штока или выступа фундамента
	Контур структур I порядка
	Контур структур II порядка
	Разрывные тектонические нарушения. а-установленные, б-предполагаемые
	Сброс
	Взброс
	Надвиг
	Сдвиги а-правосторонние, б-левосторонние

ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

	Брекчии, щебень
	Конгломераты, гравелиты, галечники
	Пески, песчанистость
	Алевриты, алевриты
	Глины, аргиллиты
	Глинистость
	Известняк

	Доломит
	Мел
	Мергель
	Ангидрит, ангидритизация
	Гипс, загипсованность
	Каменная соль, засоление
	Кремнистые породы (диатомит, опока, трепел, радиоляриты и кремнистость)
	Кристаллический фундамент
	Железистая оолитовая порода
	Уголь
	Горючие и сильнобитуминозные сланцы
	Кора выветривания
	Зоогенный и зоодетритовый материал
	Фитогенный и фитодетритовый материал
	Биогермные и рифогенные образования
	Известняк раздоломичивания
	Оолиты
	Углистость
	Битуминозность
	Нефтенасыщенность
	Газонасыщенность
	Пирит
	Сидерит
	Глауконит
	Фосфорит
	Кавернозность
	Трещиноватость
	Сутуры, стилолиты, парастилолиты
	Фауна
	Флора
	Граница фациальных замещений

Рис. 62. Примеры условных знаков

построения других видов графического отображения геологических объектов. например блок-диаграмм и карт сложных поверхностей.

Геологические профильные разрезы позволяют в масштабе показать форму залежи и ее положение среди окружающих пород в любых сечениях, направления которых определяются конкретными задачами изучения объектов. В зависимости от размеров объекта изучения и сложности его строения профильные разрезы строят либо в одном вертикальном и горизонтальном масштабах, либо в различных. В последнем случае горизонтальный

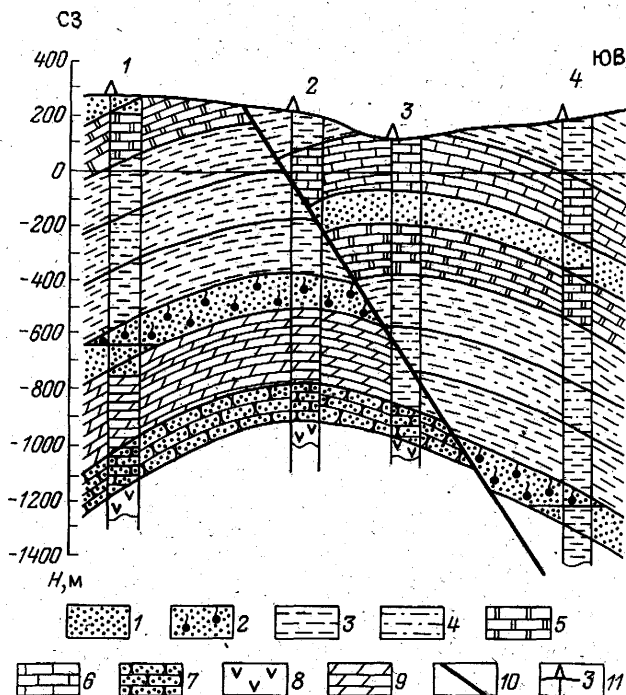


Рис. 63. Геологический профильный разрез (по М. А. Жданову)

1 — песок; 2 — нефтеносный песок; 3 — глина; 4 — алевролит; 5 — доломит; 6 — известняк; 7 — песчаник; 8 — гипс; 9 — мергель; 10 — тектоническое нарушение; 11 — скважина

масштаб бывает намного мельче вертикального (искаженные профильные разрезы).

Профили вычерчивают с определенной ориентировкой относительно стран света, располагая слева направо: юг — север, юго-запад — северо-восток, запад — восток, северо-запад — юго-восток.

Вначале проводятся горизонтальная линия, соответствующая уровню моря или другой отметке, и рейки, служащие вертикальным масштабом и ограничивающие разрез. На горизонтальную линию наносят точки, фиксирующие положение скважин в выбранном направлении; через точки проводятся вертикальные линии, на которых вычерчиваются разрезы скважин или проекции разрезов. Разрезы скважин наносят в неизменном виде в том случае, если профильное сечение проходит через вертикальную скважину. Разрезы скважин, лежащих в стороне от профиля или искривленных, проектируют на плоскость профиля. Такое геометрическое проектирование разрезов скважин на профильное сечение делают только в тех случаях, когда

нормальный разрез отложений не меняется на расстоянии от скважины до профильного разреза.

В случае заметных изменений фациальных условий или мощностей свит и горизонтов в указанном интервале необходимо предварительно построить по двум-трем скважинам короткий профиль, секущий основной профиль. На нем будет отражено изменение литологии или мощности вскрытых свит. На основной профиль в этом случае наносится разрез со вспомогательного короткого профиля, с линии пересечения его с основным профилем.

После воспроизведения на плоскости профиля разрезов скважин приступают к построению собственно геологического профиля путем проведения геологических границ с учетом представлений об особенностях строения площади.

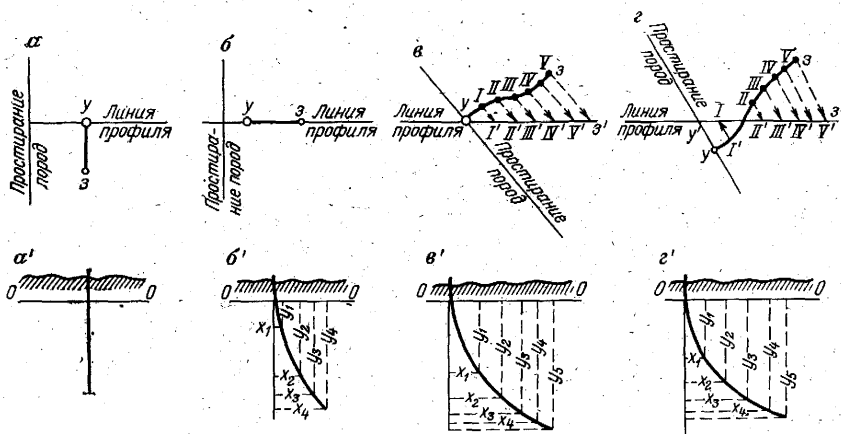


Рис. 64. Проектирование разрезов наклонных скважин на плоскость профиля в зависимости от соотношения направления профиля, кривизны скважины и простираения пород $a-g$ — проекции стволов скважин в плане; $a'-g'$ — то же, на плоскости профиля; Y, Z — соответственно устье и забой скважины в плане; $I-V$ — точки пересечения оси скважины с реперными поверхностями в плане; Y', Z' — проекция на простирацию на профиль устья, забоя и реперных точек ствола скважины; $x_1, x_2, \dots, x_i, y_1, y_2, \dots, y_i$ — координаты реперных точек на плоскости профиля

При вычерчивании профильных разрезов не изображают всех данных, приводимых на разрезах скважин, а ограничиваются в основном проведением стратиграфических границ, границ отдельных пластов, отображением разрывов, а также залежей нефти и газа. Выделенные стратиграфические горизонты обозначаются общепринятыми индексами, в отдельных случаях раскрашиваются или штрихуются. На крупномасштабных профильных разрезах показывают конструкцию скважин.

При сопоставлении разрезов скважин на профильном разрезе особое внимание уделяют последовательности залегания слоев. Нарушение нормальной последовательности или выпадение из разреза отдельных слоев и пачек свидетельствует о наличии тектонических нарушений или стратиграфических несогласий. Такие аномалии должны быть зафиксированы в каждой скважине, чтобы по сочетанию их положений в пространстве можно было установить характер нарушения или несогласия (рис. 63).

Проектирование разрезов скважин на плоскость профиля производится как по простираению, так и по падению слоев. Способ выбирается в зависимости от соотношения направлений плоскости профиля и простираения пород.

При проектировании разрезов вертикальных скважин на профильный разрез по простираению этот разрез в неизменном виде с сохранением отме-

ток наносится на линию проектирования на профиле, а при проектировании таких скважин по падению их разрез также переносится в неизменном виде, но с иными отметками горизонтов. В этом случае поправка за наклон пластов Δh вычисляется по формуле

$$\Delta h = \pm l \operatorname{tg} \alpha, \quad (\text{VII.6})$$

где l — расстояние от скважины до профиля по линии падения (восстания); α — угол падения пластов.

Проектирование разреза наклонной (искривленной) скважины на вертикальную плоскость профиля (рис. 64) проводится с помощью характерных точек разреза скважины (реперов, границ отдельных толщ и т. п.) методом координат. На профиле за ось абсцисс принимают линию уровня моря, за ось ординат — вертикаль, проходящую через устье скважины, если оно лежит на линии профиля или проекции устья скважины на линию профиля. Устье переносится на профиль путем проектирования его по простираанию или по падению пластов.

На инклинограмму предварительно наносится положение профиля, затем определяется расстояние (в масштабе инклинограммы) от устья скважины или ее проекции на профиль до проекции любой точки на линию профиля по простираанию или вкрест простираания. Найденные абсциссы переносятся на профиль в соответствии с его горизонтальным масштабом.

Ординаты $y_1, y_2, \dots, y_i$ вычисляются по отметкам глубин, установленным по каротажной диаграмме или другими методами, и замерам кривизны по формулам

$$H_i = L_i - \Delta L_i; \quad y_i = H_i - z_i, \quad (\text{VII.7})$$

где H_i — глубина по вертикали любой точки скважины от ее устья; L_i — измеренная длина участка скважины от ее устья до данной точки; ΔL_i — суммарная поправка за кривизну; z_i — отметка устья скважины.

При использовании наклонных скважин для различных построений в начале необходимо по инклинограмме определить величину горизонтального смещения забоя скважины. Если величина смещения в горизонтальном масштабе профиля не превышает 2 мм, то им можно пренебречь и скважину считать практически вертикальной. Однако в значениях глубин необходимо вносить поправки за кривизну скважин. В случае значительно искривленных скважин (горизонтальное смещение забоя составляет 1000 м) рекомендуется строить инклинограммы в масштабе 1 : 1000 или 1 : 2000 для получения компактных чертежей.

Особенности проектирования точек разреза скважин параллельно простираанию пород зависят от типа искривления скважины (в одной плоскости или пространственного), направления искривления и положения скважины относительно профиля. При наличии искривления скважины в плоскости, параллельной простираанию, на геологическом профиле все точки разреза скважины проектируются с учетом поправок за кривизну на вертикаль, проходящую через устье скважины (см. рис. 64, а'). В случае же искривления скважины в плоскости, совпадающей с префильным сечением, точки разреза скважины, полученные проектированием методом координат, лежат в плоскости профиля на линии, которая соответствует действительной форме искривленной скважины (см. рис. 64, б').

Если искривление скважины произошло в плоскости, ориентированной произвольно, то точки разреза скважины проектируются в соответствии с рис. 64, в, в', г, г'.

При пространственном искривлении скважины абсцисса каждой точки определяется как расстояние от устья скважины (см. рис. 64, в, в'), или от проекции устья скважины на линию профиля (см. рис. 64, г, г') до проекции проектируемой точки на линию профиля. Ордината любой точки определяется по формуле (VII.7).

Проектирование геологических разрезов искривленных скважин вкрест простираания осуществляется способом, аналогичным проектированию по

залегания находятся в нормальном соотношении, однако здесь не видны детали разреза отложений ввиду ограниченной мощности слоев. Сильно искаженный профиль (см. рис. 65, а) дает возможность отразить мелкие детали разреза, вследствие чего вместо спокойного залегания пластов видны резкие дислокации, а мощности характеризуются пережимами на крыльях. Допустимое искажение (см. рис. 65, б) позволяет отражать детали разреза и не преувеличивает резко изгибов слоев.

Отсюда возникает понятие допустимого искажения n , которое определяется условием $m - m_k < 0,01 m$, т. е. отклонение на чертеже мощности m_k по нормали к напластованию от мощности m по вертикали должно быть меньше $0,1 m$.

Допустимые искажения n профильных разрезов в зависимости от истинных углов α падения пород при условии $m - m_k < 0,1 m$ приводятся ниже:

α	n
$0^\circ 01' - 0^\circ 10'$	> 200
$0^\circ 10' - 0^\circ 20'$	100
$0^\circ 20' - 0^\circ 30'$	50
$0^\circ 30' - 1^\circ 30'$	25
$1^\circ 30' - 3^\circ 00'$	10
$3^\circ - 6^\circ$	5
$6^\circ - 15^\circ$	2,5
$15^\circ - 25^\circ$	2
$> 25^\circ$	1

Искаженный профильный разрез позволяет определять истинные условия залегания пород и углы падения, измерять истинные мощности. Истинная мощность для платформенных условий с малыми углами падения пород на искаженном профильном разрезе определяется по вертикали.

Искаженные профильные разрезы строятся по значениям вертикальной мощности отложений, которые в платформенных условиях соответствуют истинной мощности. На этих разрезах кажущиеся мощности уменьшаются пропорционально углам падения, поэтому на сводах и мульдах мощности изображаются большими, чем на крыльях.

На практике помимо точно построенных искаженных профильных разрезов — чертежей вычерчивают профили-схемы по произвольным правилам, например с сохранением постоянной мощности. Истинные условия залегания пород по такому профилю не могут быть определены.

Для более наглядного отображения геологического строения месторождения строятся блок-диаграммы, являющиеся аксонометрическим изображением объекта изучения в трех плоскостях. Блок-диаграммы строятся в косоугольной или прямоугольной проекции. В первом случае (рис. 66, а) фронтальная плоскость 2 вычерчивается без искажения. Построение начинается с проведения горизонтальной прямой, от которой под некоторым углом (30° ; 45° ; 60°) проводится основание боковой плоскости 3. На фронтальной плоскости вычерчивается геологический профильный разрез без искажения, на остальных плоскостях — с искажением. Степень искажения может быть различной, обычно в пределах $0,4 - 1,0$. Нанесение искаженных рисунков упрощается при наличии системы квадратов на неискаженных профилях и карте и искаженных квадратов на плоскостях блок-диаграммы.

Блок-диаграммы в прямоугольной проекции (см. рис. 66, б) строятся несколько иначе. Из точки А, лежащей на горизонтальной линии, опускается перпендикуляр АВ, соответствующий переднему фронтальному ребру блок-диаграммы. Из точки А проводятся грани изображаемой блок-диаграммы под углом 30° к горизонтальной линии, степень искажения по всем направлениям равна $0,82$. В случае, показанном на рис. 66, б, блок-диаграмма представляет собой куб, все стороны которого равны между собой. Нанесение рисунков на плоскости куба аналогично описанному выше. Таким образом, блок-диаграммы удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым

к чертежам: наглядности и возможности измерения свойств изображаемых элементов геологического строения.

Помимо блок-диаграмм строятся блок-схемы, представляющие собой пространственное отображение корреляционных схем. При их построении не придерживаются строгих правил искажения разрезов, разрезы скважин размещаются на чертеже без соблюдения масштабов их действительного расположения, но так, чтобы они были хорошо видны и не закрывали друг друга. Этим повышается наглядность изображаемого, однако теряется возможность измерения взаимоотношений между отдельными элементами строения данного объекта. Применение блок-диаграмм и блок-схем весьма перспективно для графического отображения участков залежей, на которых проводятся опытные или экспериментальные работы. Блок-схема опытного участка залежи показана на рис. 67.

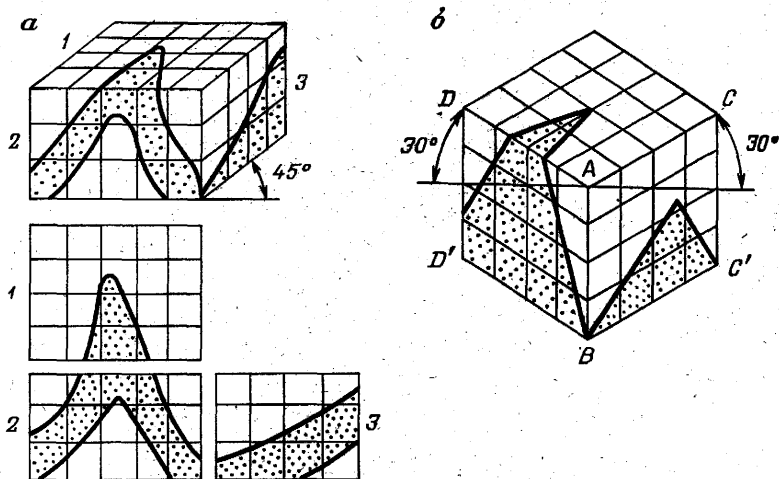


Рис. 66. Блок-диаграммы

Основным графическим документом при создании модели месторождения являются карты различного назначения. На геологических картах показывается распространение стратиграфических подразделений на уровне какой-нибудь условной или реальной существующей поверхности, например регионального размыва. Выделенные стратиграфические подразделения различаются по условным знакам или по цвету. На крупномасштабных картах указываются элементы залегания пород.

Карты в изолиниях используются для количественной характеристики изменчивости свойств. Более схематичную картину изменчивости свойств изображают картами (схемами) в условных знаках.

Структурные карты строятся по кровле (подошве) пласта или по поверхности литологических разностей пород, стратиграфических несогласий, тектонических нарушений и т. п. Формы залегания картируемой поверхности изображаются изогипсами — линиями равных высот от уровня моря. Изогипсы проводятся через определенные вертикальные интервалы, называемые сечениями, которые принимаются различными в зависимости от условий залегания пород и достоверности представлений о структурных формах. Простые структурные формы строятся по известному методу интерполяционных треугольников. Для построения структурных карт сложных форм, когда изогипсы пересекаются (опрокинутая складка) или разрываются (сброс), используется метод профилей, позволяющий расче-

нить сложную поверхность на топографические поверхности одного порядка, для каждой из которых изогипсы не будут пересекаться.

На рис. 68 показана методика построения структурной карты опрокинутой антиклинали. Поверхность складки разделена на зоны нормального крыла, обращенного крыла и мульды. Для каждой зоны проводятся изогипсы с доведением их до разграничивающих линий; построенные в каждой зоне изолинии сопрягаются между собой на линиях разграничения зон.

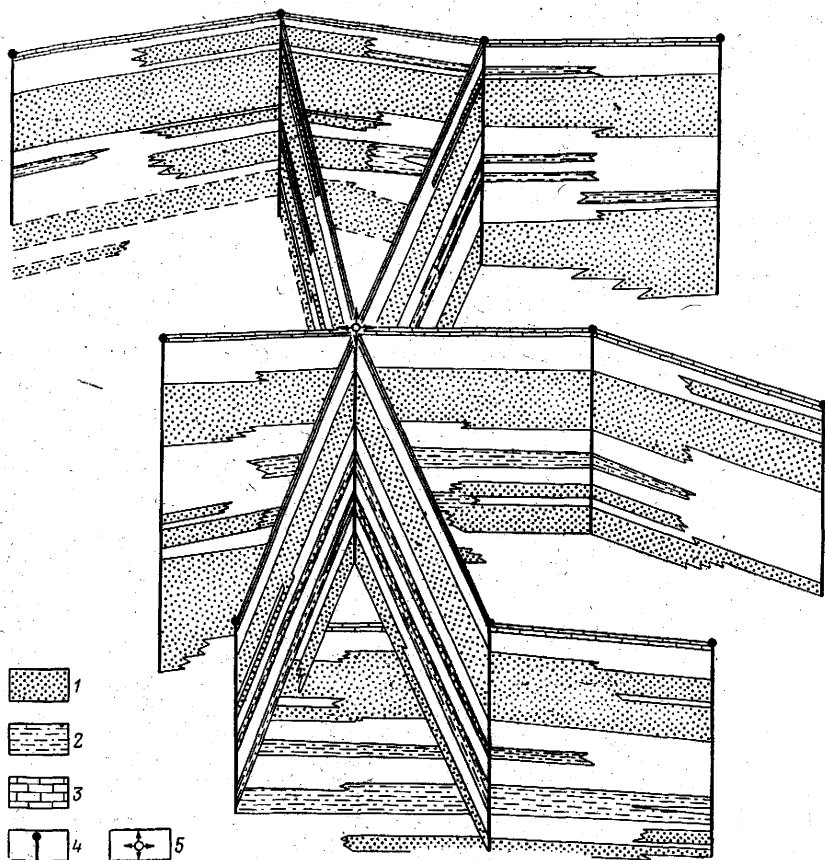


Рис. 67. Блок-схема участка залежи

1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — известняк; 4 — скважины; 5 — нагнетательная

В случае изображения антиклинали, осложненной сбросом или взбросом, необходимо проводить изолинии раздельно для ненарушенных частей структуры и сбросовой поверхности (рис. 69). Точки пересечения одноименных изогипс структуры и сброса определяют положение линий сбросовых нарушений. При сбросе образуется зона зияния, или отсутствия, пласта, в случае взброса — зона перекрытия или двоянного пласта (рис. 70).

При доразведке месторождения часто верхние горизонты бывают разбурены большим числом скважин (разведочных и разработочных), а нижние

значительно меньшим числом главным образом разведочных скважин. Вместе с тем несовпадение структурных этажей месторождения не позволяет прямо переносить структурные планы верхних горизонтов на нижние. В этих условиях для повышения надежности структурных карт по нижним малоизу-

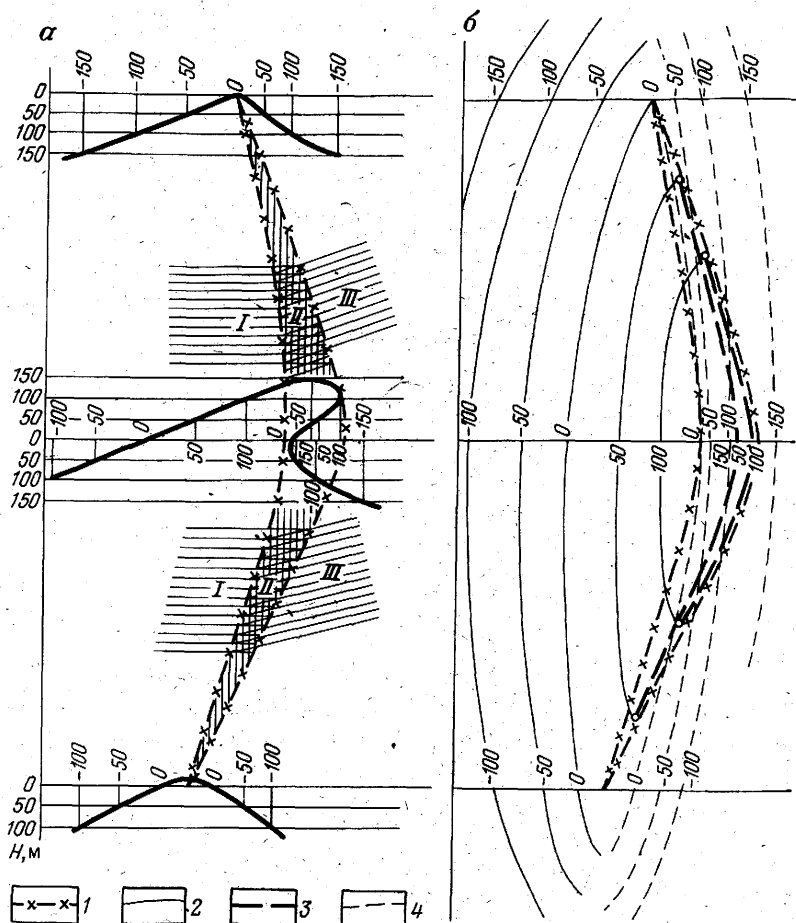


Рис. 68. Построение структурной карты опрокинутой антиклинали, разбитой на простые топографические поверхности

а — профильные разрезы, совмещенные с планом по нулевым линиям; б — структурная карта; зоны: I — нормального крыла, II — опрокинутого крыла, III — мульды; 1 — границы зон; изогипсы; 2 — I зоны; 3 — II зоны; 4 — III зоны

ченным горизонтам прибегают к методу схождения. Сущность его сводится к следующему. Вначале строится структурная карта верхнего горизонта по большому числу скважин, затем карта изохор — вертикальных расстояний между верхним горизонтом и нижним, вскрытым ограниченным числом скважин. Карта изохор совмещается со структурной картой верхнего горизонта, в точках пересечения карт вычисляются отметки нижнего горизонта путем вычитания значений изохор из отметок изогипс верхнего гори-

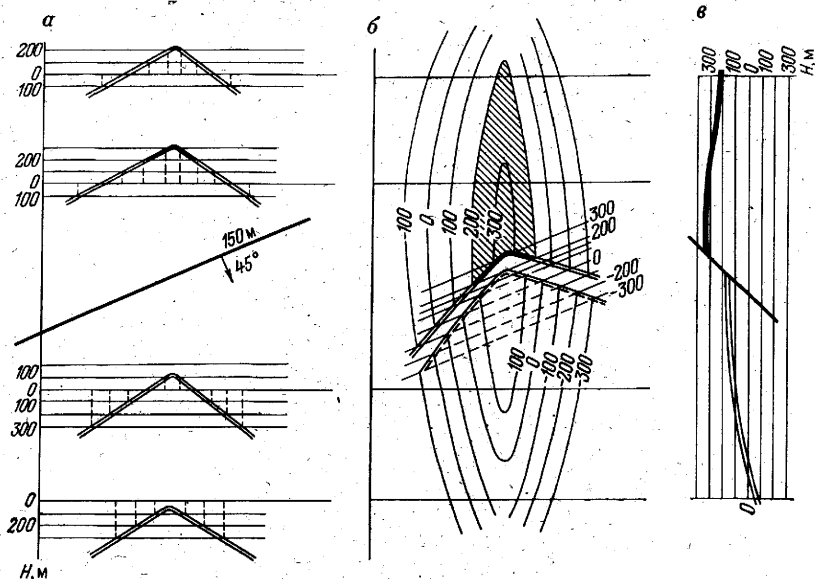


Рис. 69. Построение по профильным разрезам структурной карты брахiantиклиальной складки, осложненной поперечным сбросом.

а — профильные разрез, совмещенные с планом по нулевым линиям; **б** — структурная карта (залежь заштрихована, линии разрыва пласта найдены по точкам пересечения одноименных горизонталей пласта и поверхности смещения); **в** — продольный профильный разрез, построенный по структурной карте

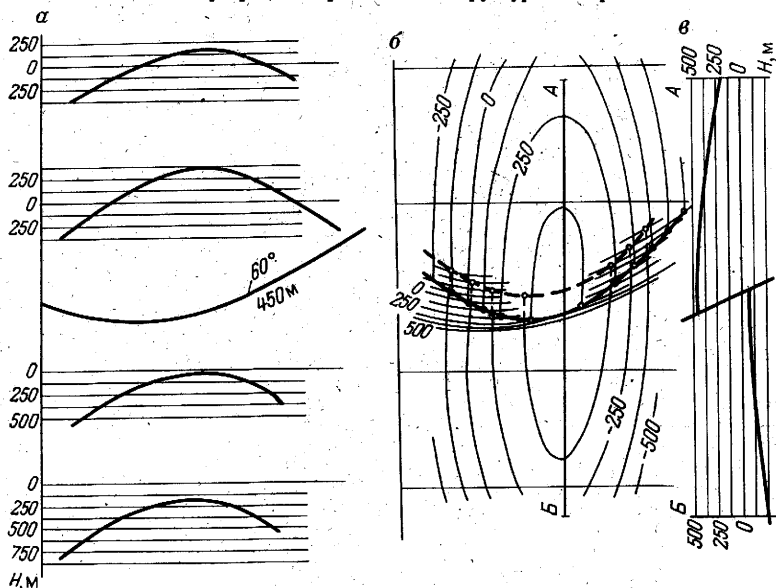


Рис. 70. Построение по профильным разрезам структурной карты брахiantиклиальной складки, осложненной поперечным взбросом

а — профильные разрез, совмещенные с планом по нулевым линиям; **б** — структурная карта; **в** — продольный профильный разрез, построенный по структурной карте

зонта. Пример построения такой карты приведен на рис. 71. Метод схождения применяется в основном для платформенных условий.

Структурные карты дают наглядное изображение форм подземного рельефа, позволяют провести в пространстве границы залежи и определить ее размеры, облегчают вычисление глубины скважины до того или иного горизонта.

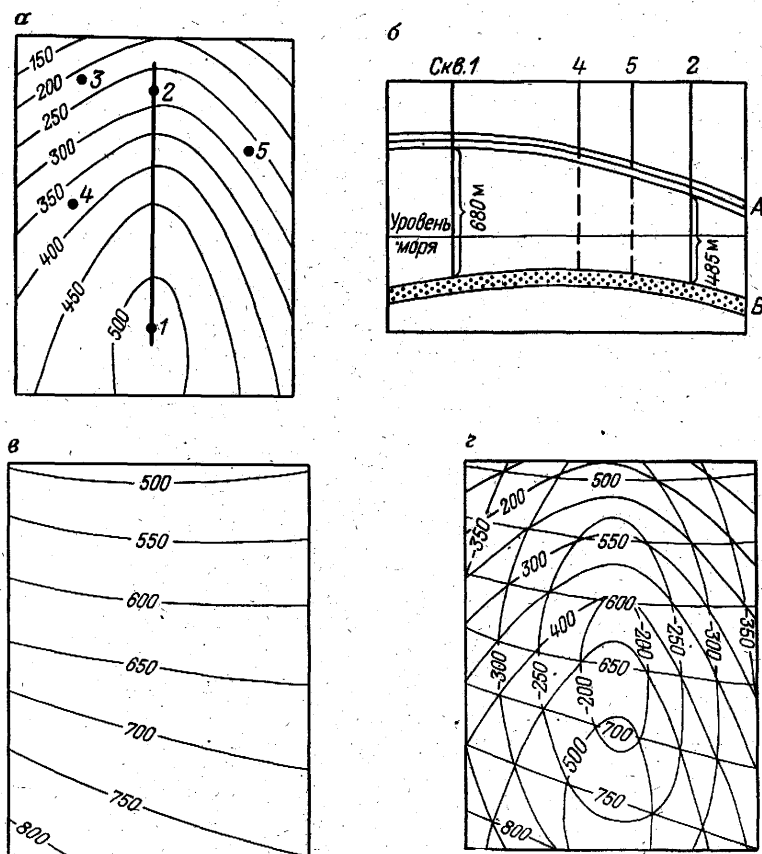


Рис. 71. Построение структурной карты с помощью карты схождения

а — структурная карта по кровле верхнего горизонта; б — профильный разрез с несогласным залеганием горизонтов А и Б; в — карта схождения (изменения мощности толщи, разделяющей горизонты А и Б); г — структурная карта по кровле нижнего горизонта

Помимо структурных карт методом изолиний строятся карты других параметров залежей, в частности мощности, а также некоторых характеристик процесса разработки, например пластового давления (карты изобар).

При построении карт в изолиниях выбор сечения изолиний должен производиться с учетом характера изменчивости признака и степени проявления отдельных ее составляющих. Когда в наблюдаемой изменчивости размещения признака преобладает закономерная составляющая, а случайная составляющая существенно ниже закономерной (о чем можно судить по

величине коэффициента автокорреляции между смежными точками наблюдения, который будет близок к единице), высота сечения изолиний должна выбираться исходя из масштаба карты и требуемой детальности изображения. Высота сечения изолиний (в мм) может быть определена по формуле

$$h = \frac{aN \operatorname{tg} \alpha}{1000}, \quad (\text{VII.8})$$

где a — минимально допустимое расстояние между изолиниями карты, мм; N — знаменатель численного масштаба карты; α — средний угол наклона крыльев структур.

Этот случай и формула (VII.8) характерны для структурных карт с большими углами наклона крыльев, составляющих несколько десятков градусов, т. е. для геосинклиналей.

Когда случайная составляющая изменчивости сопоставима с ее закономерной составляющей, выявленной данной сетью наблюдений, высота сечения должна соизмеряться с мерой случайной изменчивости. Если высота сечения значительно меньше наблюдаемой случайной составляющей изменчивости, то возникает видимость высокой изученности объекта. Необоснованное увеличение высоты сечения относительно указанной изменчивости не позволяет отобразить изучаемую поверхность с достигнутой точностью. С достаточной степенью приближения высоту сечения можно выбрать приближенно с помощью неравенства

$$h \geq t_P \sigma_{сл}, \quad (\text{VII.9})$$

где $\sigma_{сл}$ — мера случайной составляющей изменчивости на данном этапе изучения объекта; t_P — квантиль закона распределения погрешностей определения картируемого признака (погрешностей карты) при доверительной вероятности P .

Если при нормальном законе распределения (погрешности карт распределены по нормальному закону) принять за доверительную вероятность $P=0,95$, то $t_P=2$. Это значит, что изолинии при значениях h , рассчитанных по формуле (VII.9) при $P=0,95$, не меньше чем на 95 % будут отражать закономерность размещения признака и лишь на 5 % — случайную составляющую общей изменчивости.

Мера случайной составляющей изменчивости $\sigma_{сл}$ в формуле (VII.9) аналогична погрешностям карт, о которых говорилось выше, поэтому кривые на рис. 58 и обобщенные графики зависимости погрешностей карт от плотности сетки скважин (см. гл. XII) можно использовать для расчета высоты сечения изолиний. Так, судя по рис. 58, при расстояниях между скважинами 500—600 м погрешность карт эффективной мощности можно считать равной примерно 1 м. Отсюда следует, что высота сечения $h=2$ м [по формуле (VII.9)] будет достаточно уверенно отражать закономерности изменения мощности и не будет показывать случайную изменчивость признака. Этот пример показывает также, что применяемые иногда на практике сечения карт значений эффективной или эффективной нефтенасыщенной мощности, равные 1 м, не оправданы и приводят к мнимой детализации размещения данного признака.

Расчетные значения высоты сечения, получаемые для поверхностей разной изменчивости при различной плотности сети наблюдений, следует округлять до целых чисел, кратных 2 м для карт мощности и 5 м для структурных карт.

Если мера случайной составляющей изменчивости превосходит наблюдаемую закономерность, т. е., когда закономерности размещения признака еще не выявляются, построение карт в изолиниях нецелесообразно. Подобная ситуация часто встречается в нефтепромысловой практике с такими параметрами, как мощность сильноменяющихся коллекторов, пористость, проницаемость и другие свойства, которые помимо существенной объективной изменчивости характеризуются еще и большими погрешностями определения значений указанных признаков в отдельных скважинах.

Судить о степени изученности залежи, при которой наблюдаемая изменчивость воспринимается как случайная, можно по тем же кривым погрешностей в зависимости от расстояний между скважинами (см. рис. 58). Существенное выполаживание кривой погрешностей соответствует изученности, не выявляющей закономерностей. По кривым погрешностей можно для аналогичных пластов приблизительно определить плотность сети скважин, начиная с которой целесообразно строить карты в изолиниях.

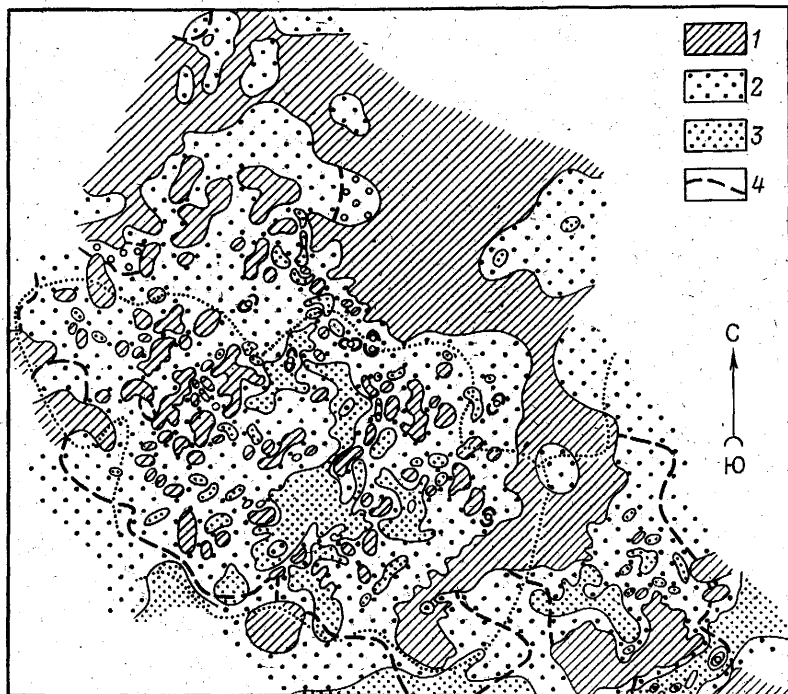


Рис. 72. Карта-схема распределения мощностей коллекторов пласта С-II Арланского нефтяного месторождения (по Э. М. Халимову и др.)

1 — участки замещения коллекторов плотными породами; 2 — участки с мощностью коллекторов 0–8 м; 3 — то же, 8–16 м; 4 — внешний контур нефтеносности

Для пластов, по которым при данных плотностях сеток скважин не удастся установить закономерностей изменения свойств, рекомендуется вместо карт в изолиниях строить карты-схемы в условных знаках. Такие карты нашли широкое распространение в геолого-промысловом анализе. На них показываются распространение коллекторов различной продуктивности, характер изменения гидропроводности, влияние закачки и другие характеристики процесса разработки. Основным элементом карты-схемы является поле той или иной формы, в пределах которого признак может изменяться в определенных статистически обоснованных пределах. В зависимости от количества и достоверности наблюдений в отдельных скважинах величина интервала изменения признака может быть разной. Границы между полями рассматриваются как условные (рис. 72).

При построении карт-схем большое значение имеет априорный учет общих закономерностей распространения коллекторов с учетом их генезиса,

т. е. выявление направлений повышенных и пониженных значений мощности, чередования и ориентировки зон отложения песчаного или алевролитового материала и т. п. Примером может служить схематическая карта на рис. 73. Карты-схемы часто применяются и в тех случаях, когда необходимо отобразить качественные признаки объекта, например литологические разности пород или типы разрезов по взаимосвязи между разными прослоями.

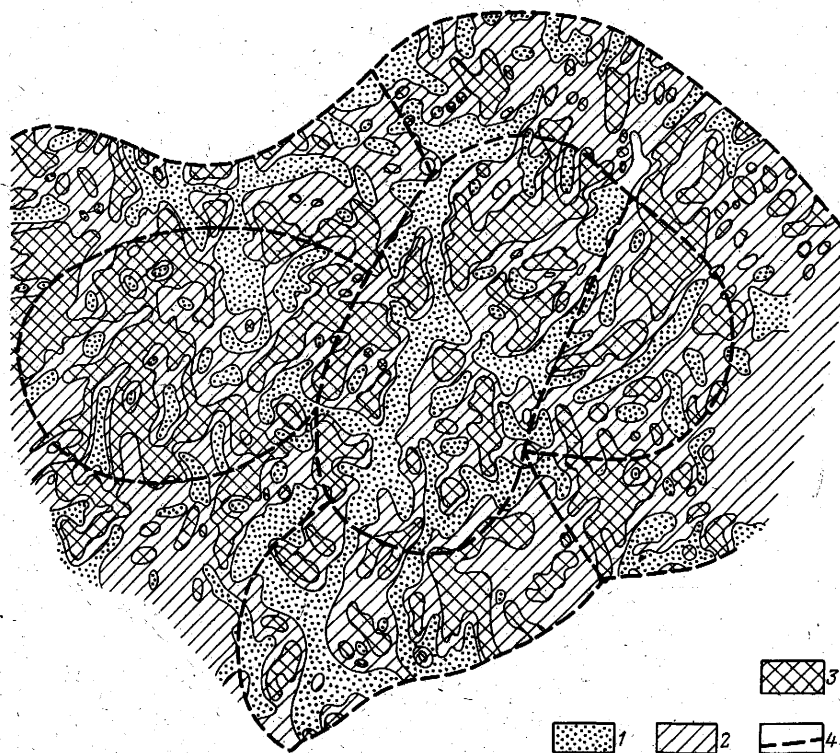


Рис. 73. Схематическая карта распространения коллекторов разной продуктивности пласта Б₂ горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения (по И. П. Чоловскому)
1 — высокопродуктивные коллекторы; 2 — малопродуктивные коллекторы; 3 — непроницаемые породы; 4 — границы площадей

§ 5. Методы построения карт на ЭВМ

Построение карт связано с интерполяцией исходных данных. Интерполяция иногда производится на основе недостаточно обоснованных моделей, на интуитивном уровне, и поэтому в целом этот процесс плохо поддается формализации.

В общем виде точность решения задач интерполяции зависит от следующих факторов:

- 1) свойств приближаемой функции $\varphi(x, y)$;
- 2) шага измерений Δx , Δy и расстановки узлов исходных значений в области интерполяции;
- 3) величины случайных погрешностей наблюдений;

4) свойств приближающей функции $\tilde{\varphi}(x, y)$ и заданной величины ε

$$|\tilde{\varphi}(x_i, y_i) - \varphi(x_i, y_i)| \leq \varepsilon;$$

5) качества реализации алгоритма, возможности фильтрации случайных погрешностей, погрешностей округления.

Не зная априори свойств функции $\varphi(x, y)$, нельзя однозначно восстановить ее по дискретным значениям $\varphi(x_i, y_i)$. Если функция $\varphi(x, y)$ определена в точках наблюдения, то ее поведение между узлами можно определить разными способами, причем значения могут сильно различаться. Для того чтобы получить оценки точности интерполяции, необходимо сделать некоторые предположения о свойствах интерполируемых величин — об их принадлежности к некоторому классу и о значениях параметров, характеризующих этот класс.

В настоящее время нет конструктивных критериев для определения классов функций, соответствующих геологическим процессам. Имеется лишь возможность замены истинных свойств геологических признаков такими классами функций, которые достаточно хорошо приближают их, т. е. близки к ним по некоторому набору характеристик, и позволяют определять значения параметров, необходимых для оценок.

Критериями оценок применяемых методов интерполяции могут быть следующие [Аронов В. И., 1977]:

1) точность на определенном классе функций, возможность проведения теоретических оценок точности при некоторых необходимых предположениях о свойствах функции $\varphi(x, y)$;

2) устойчивость к погрешностям измерений, возможность эффективной фильтрации этих погрешностей;

3) устойчивость относительно структуры сети исходных данных;

4) устойчивость параметров вычислительной процедуры по отношению к изменению уровня сигнал/помеха, параметров, характеризующих «сложность» функции $\varphi(x, y)$ относительно значений $\Delta x, \Delta y$ и непосредственно связанная с этим простота определения параметров вычислительной схемы;

5) технологичность алгоритма.

Реализовано большое число различных алгоритмов восстановления геологических полей по их значениям в отдельных точках наблюдений. Все алгоритмы являются модификациями основных способов интерполяции, широко используемых в геологии. Главные особенности способов описаны ниже. Необходимо заметить, что алгоритмы восстановления полей используют регулярную сеть точек (обычно квадратную). Это обусловлено тем, что при разработке машинных алгоритмов квадратная сеть исходных данных более удобна, так как позволяет упростить и стандартизировать последующие вычислительные процедуры.

Способ линейной интерполяции. Реализуется традиционный способ линейной интерполяции между ближайшими точками наблюдений. Этот наиболее простой алгоритм обладает рядом существенных недостатков. Неясно, как получить оптимальную сеть треугольников с помощью ЭВМ. Очевидно, что результаты могут быть различными; какой же вариант сети лучше, формальным способом определить пока не удастся. Кроме того, сам алгоритм построения сети непересекающихся треугольников плохо поддается формализации. В зависимости от начальной точки $M(x_0, y_0)$ будут получаться различные сетки треугольников и соответственно разные изолинии. Особенно сильно это различие проявляется на участках редкой сети наблюдений. Способ линейной интерполяции в настоящее время на ЭВМ практически не применяется, и его следует рекомендовать лишь для получения материалов в наглядной графической форме при предварительном анализе.

Способ сеток. Полагают, что приближаемая функция $\varphi(x, y)$ удовлетворяет уравнению Лапласа:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0. \quad (\text{VII.10})$$

Для таких функций, называемых гармоническими, может быть решена единственным образом следующая задача: найти функцию, гармоническую в области D , принимающую на ее границе S непрерывные заданные значения и непрерывную в области $\bar{D}=D+S$.

Зная значения гармонической функции $\varphi(x, y)$ на границе S области, можно определить ее значения во всей области D . При этом гармоническая функция в области D , где справедливо равенство (VII.10), не может принимать значений, больших чем ее максимум на границе S области, и меньших, чем ее минимум на той же границе.

Область D покрывается равномерной сетью узлов. В граничных узлах, наиболее близко прилегающих к границе S , на основании граничных условий устанавливаются значения искомого решения. Используя уравнение Лапласа в конечных разностях

$$\varphi(x, y) = \frac{1}{4} [\varphi(x+h, y) + \varphi(x-h, y) + \varphi(x, y+h) + \varphi(x, y-h)], \quad (\text{VII.11})$$

получают систему конечно-разностных уравнений. Порядок системы зависит от размеров области D и величины шага сетки h : чем меньше h , тем точнее результат.

Таким образом, задавая в граничных точках значения $\varphi_h(x_i, y_i) = \varphi_s(x_i, y_i)$, где $\varphi_s(x_i, y_i)$ — значение функции φ в точке границы S , ближайшей к соответствующему граничному узлу, решают систему конечно-разностных уравнений:

$$\varphi_{i,j} = \frac{1}{4} (\varphi_{i-1,j} + \varphi_{i+1,j} + \varphi_{i,j-1} + \varphi_{i,j+1}). \quad (\text{VII.12})$$

В результате получают значения $\varphi_{i,j}$ во всей области D , которые можно считать результатом интерполяции величин $\varphi_s(x, y)$, заданных на границе S . За начальное (нулевое) приближение можно взять любую систему чисел, однако целесообразно ограничить их значения неравенством

$$\min_S \varphi(x, y) \leq \varphi^0 \leq \max_S \varphi(x, y). \quad (\text{VII.13})$$

С целью использования информации, заданной внутри области D , считаются граничными и внутренние точки области, ближайшие к точкам наблюдений или совпадающие с ними. При решении системы уравнений итерационным способом значения в этих точках, как и в точках, действительно расположенных на границе, не изменяются. Такая модернизация приводит к тому, что все экстремальные значения функции $\varphi(x, y)$ могут быть приурочены только к пунктам наблюдений $\varphi(x_i, y_i)$. Это означает, что величины функции $\varphi(x, y)$ в промежутках между узлами исходных значений $\varphi(x_i, y_i)$ всегда меньше их значений в этих узлах.

Недостатками способа сеток являются зависимость результатов интерполяции в любой области от заданных на границах этой области значений функции. В общем виде выполнение такого условия для геологических полей представляется сомнительным. Далее результаты интерполяции значительно зависят от шага сетки h . Пока нет критерия выбора величины h , кроме утилитарной меры — времени расчета на ЭВМ.

Способ полиномиальной интерполяции. По значениям функции при неравномерной сети наблюдений строится на всей площади алгебраический полином вида

$$Q_m(x, y) = \sum_{k=0}^m \sum_{j=0}^{m-k} C_{kj} x^k y^j, \quad (\text{VII.14})$$

где m — степень полинома; C — коэффициенты.

Очевидно, что такой подход имеет практический смысл лишь при сравнительно простом характере приближаемой функции, так как в противном случае приходится конструировать полиномы слишком больших степеней. Помимо общеизвестных вычислительных трудностей, связанных с плохой обусловленностью систем нормальных уравнений высоких порядков, это приводит к неравномерному приближению на различных участках.

Поскольку производится приближение в среднем, в отдельных точках, которые могут быть информативными, разность $Q_m(x_i, y_i) - \varphi(x_i, y_i)$ может достигать недопустимо больших значений. Повышение степени полинома приводит к сокращению этих разностей, но тогда становится слишком неустойчивым поведение полинома между узлами.

Важной положительной особенностью приближения полинома является возможность простого и удобного использования дополнительной информации [Аронов В. И., 1977]. Например, если картируемая величина корреляционно связана с какой-либо другой, известной на всей площади характеристикой, то включение последней в аппроксимирующий полином в качестве независимой дополнительной переменной приводит к повышению точности интерполяции.

Полиномиальную интерполяцию на всей площади используют в основном для изучения региональной составляющей изменчивости геологических полей и аппроксимации простых структурных форм.

Более распространен другой вариант полиномиальной интерполяции, заключающийся в следующем. Средний квадратичный полином строится в каждой расчетной точке по исходным узлам, расположенным в некоторой ее локальной окрестности — окне, причем для ослабления влияния удаленных точек вводится функция веса измерений, убывающая от центра (расчетной точки) к периферии.

Например, необходимо вычислить значение геологического признака в точке $M(x_0, y_0)$. Ограничим ее областью точек $P' = \{(x_i, y_i)\}$, которые удовлетворяют условию

$$\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} < R, \quad (\text{VII.15})$$

т. е. находятся внутри круга радиусом R .

Каждой i -й точке присваивается тем больший вес P_i , чем она ближе к точке M . Точка M принимается за начало координат. По значениям в точках, удовлетворяющих условию (VII.15), рассчитывается полином второго порядка:

$$Q_2(x, y) = C_0 + C_1x + C_2y + C_3x^2 + C_4xy + C_5y^2. \quad (\text{VII.16})$$

После вычисления значения $\bar{\varphi}$ в точке M начало координат сдвигается в следующую точку равномерной сети, расчеты повторяются и т. п.

Вес P_i является функцией расстояния $d_i = \sqrt{(x_i - x_0)^2 + (y_i - y_0)^2}$ и должен быть равен нулю, когда $d_i = R$. Величина P_i определяется как

$$P_i = \left(\frac{R^2 - d_i^2}{d_i^2} \right)^N,$$

где N — константа.

Большого сглаживания можно достигнуть при использовании формулы

$$P_i = \left(\frac{R^2 - d_i^2}{d_i^2 - b^2} \right)^N,$$

где коэффициент b определяется опытным путем.

На основе опытных данных установлено оптимальное значение $N=2$. Значение R в расчетах должно быть постоянно. Оно выбирается экспериментально для каждого участка, но обязательно таким, чтобы внутри круга

попало не менее шести точек — по числу коэффициентов уравнения полинома второго порядка.

В некоторых алгоритмах степень полинома при аппроксимации в окне выбирается таким, чтобы выполнялось неравенство

$$[(m+1)(m+2)]/2 \leq N, \quad (\text{VII.17})$$

где N — число точек в окне.

Предполагается, что сет наблюдений соответствует сложности картируемого признака. Размер окна в процессе вычислений сужается до тех пор, пока в нем не останется столько точек, сколько необходимо для построения полинома заданной предельной степени. При переходе к следующей точке восстанавливается заданный размер окна и такой анализ повторяется снова (т. е. окно опять начинают уменьшать).

Можно также учитывать неравноточность замеров. С этой целью вес умножается на некоторую оценку достоверности наблюдений; в результате аппроксимирующая функция будет «подтягиваться» к значениям узлов с большими весами.

Иногда можно также проводить функцию $\varphi(x, y)$ через некоторые опорные точки, т. е. при условии

$$\bar{\varphi}(x_i, y_i) = \varphi(x_i, y_i). \quad (\text{VII.18})$$

Повышение точности интерполяции требует увеличения степени полинома или же сокращения размеров окна. Но при заданной степени полинома m возможность сокращения окна существенно ограничивается неравномерностью исходной сети, так как для построения однозначно разрешимой системы нормальных уравнений необходимо, чтобы в окно попадало не менее чем $[(m+1)(m+2)]/2$ узлов.

Серьезным недостатком способа полиномиальной интерполяции является его чувствительность к расположению исходных точек в окне. Возникающие при этом эффекты частично подавляются функцией веса, однако полностью исключить их не удастся. При резко неравномерном расположении точек вместо интерполяции производится экстраполяция, что снижает точность. Периферийные точки могут оказывать преимущественное влияние по сравнению с более информативными, но малочисленными центральными.

В заключение заметим, что теоретический подход к вопросам выбора степени полинома, размеров окна и веса измерений в зависимости от характера приближаемой функции, уровня помех и структуры исходной сети пока не разработан, поэтому эти параметры часто определяются эмпирически по результатам модельных расчетов. Используемый при полиномиальной аппроксимации метод наименьших квадратов обеспечивает минимум погрешностей лишь в самих пунктах наблюдений, а не в области приближения. Тем не менее при сравнительно равномерной исходной сети и небольшом уровне помех интерполяция полиномами методом наименьших квадратов производится с приемлемой точностью.

Способ оптимальной интерполяции. Для восстановления параметров объекта, заданного с большой неопределенностью, используются методы теории случайных функций. С целью применения этих методов для задач нефтепромысловой геологии необходимо сделать предположение, что поля геологических характеристик нефтяного пласта или их отклонений от математических ожиданий обладают свойством, аналогичным свойству стационарности временных случайных функций.

Так как правомочность подобного допущения не доказана, то рассматривается восстановление полей не самих параметров, а полей отклонения параметров от их математических ожиданий, которые с большей уверенностью можно считать однородными и изотропными.

Под оптимальной интерполяцией понимается интерполяция, при которой средняя квадратическая погрешность определения параметров в любых точках области M минимальна.

Величина отклонения параметра в точке m

$$f_m^0 = f_m - \bar{f}_m,$$

где f_m^0 — отклонение параметра f в точке m от элементарного математического ожидания; $\bar{f}_m$ — значение элементарного математического ожидания в точке m ; f_m — конкретное значение параметра в той же точке.

Для определения f_m^0 составляют линейную комбинацию отклонений параметров по всем скважинам:

$$f_m^0 = \sum_{i=1}^n P_i f_i^0, \quad (\text{VII.19})$$

где P_i — весовые множители, подлежащие определению.

Задача оптимальной интерполяции заключается в таком подборе весовых множителей P_i , чтобы средняя квадратическая невязка равенства (VII.19) была минимальной для любых точек поля.

$$E = M \left(f_m^0 - \sum_{i=1}^n P_i f_i^0 \right)^2. \quad (\text{VII.20})$$

Здесь M — математическое ожидание.

Чтобы найти весовые множители P_i , нужно знать корреляционные функции $K_f(ij)$ и $K_f(mi)$ на расстояниях

$$\rho = \sqrt{(y_j - y_i)^2 + (x_j - x_i)^2}; \quad \rho = \sqrt{(y_i - y_m)^2 + (x_i - x_m)^2}.$$

Для нахождения весовых множителей P_i составляется система уравнений

$$\sum_{j=1}^n \mu_f(ij) P_j = \mu_f(mi), \quad i = 1, 2, 3, \dots, n, \quad (\text{VII.21})$$

где $\mu_f(ij)$, $\mu_f(mi)$ — нормированные корреляционные функции параметра f для соответствующих расстояний.

Недостаточность исходных данных для нахождения корреляционных функций параметра f затрудняет применение рассматриваемого способа восстановления поля, впервые использованного в нефтепромысловой геологии Ю. Е. Батуриным (1966).

Способ восстановления полей с помощью периодических функций. Поверхность поля признака можно воспроизвести путем использования разложения значений признака в ряды Фурье [Вороновский В. М., Максимов М. М., 1976 г.]. Распределение коэффициентов ряда Фурье по частотам будет характеризовать сложность поверхности.

Решение задачи основано на обобщении теоремы Котельникова (теоремы отсчетов) в двумерных координатах. Такое решение позволяет получить математические выражения, связывающие расстояния между скважинами, изменчивость геолого-промыслового показателя и точность воспроизведения поля.

Чтобы оценить точность построения поля данным способом, не нужно знать истинное поле, относительно которого определяется точность. Используется спектр частот признака, который находится по фактическим замерам признака и с некоторой достоверностью характеризует изменчивость поля. Точность воспроизведения поля связана с ограничением количества высокочастотных составляющих в спектре частот.

Сомнительно, чтобы в основе изменчивости большинства геологических признаков могла быть четкая периодичность изменения геологических усло-

вий. Поэтому, как и в случае тренд-анализа, с помощью данного способа возможно лишь выделение региональных (низкочастотных) периодических составляющих изменчивости признака, а не восстановления поля, т. е. не построение карты.

Способ сплайн-функций. Хотя этот способ достаточно сложен для своей реализации требует большой и сложной программы, в настоящее время он считается наиболее эффективным способом восстановления полей признаков [Сидоров А. Н., 1976 г., Волков В. А., 1976 г.]. А. М. Волковым (1976 г.) выдвинута гипотеза, согласно которой геологические тела принимают форму, соответствующую минимуму кривизны. Частицы осадка, например, под действием силы тяжести стремятся занять положение, характеризующееся минимумом потенциальной энергии, следовательно, границы геологических тел удовлетворяют минимум поверхности. Для минимальных поверхностей, натянутых на заданный контур, доказано равенство нулю интеграла от их средней кривизны. Так как основное свойство сплайнов — свойство минимальной кривизны, в этом усматривают сходство сплайнов с геологическими поверхностями.

Для построения сплайн-поверхности может использоваться как прямоугольная сеть исходных данных, так и произвольная. Способ расчета заключается в сведении задачи выбора приближающих функций к задаче линейного или квадратического программирования.

В одном из алгоритмов [Волков В. А., 1976 г.] сплайн-функция строится на триангулированной области и используются значения в вершинах треугольников. Основные особенности этого алгоритма сводятся к следующему:

- 1) поверхность приближается непрерывной функцией, совпадающей в заданных точках с приближаемой поверхностью; приближающая функция имеет в среднем минимально возможные углы наклона;

- 2) учитывается имеющаяся информация об углах наклона поверхности в ряде точек;

- 3) можно приближать поверхности с разрывами, для чего следует отказываться от условия непрерывности функции по любой ломаной линии, звеньями которой являются ребра треугольников;

Нет ограничений на число исходных точек и сложность поверхности, так как процедура допускает «склеивание» сплайн-функций по произвольной ломаной линии. Под «склеиванием» понимается сохранение непрерывности сплайн-функций и их первых частных производных в точках ломаной, по которой соприкасаются области определения функции.

При реализации рассматриваемого способа восстановления поля используются линейные, квадратичные, кубические и дважды кубические сплайн-функции. Выбор той или иной сплайн-функции пока не формализован и в значительной мере произволен, что является одним из существенных недостатков способа. Другими, менее важными недостатками сплайн-функций являются:

- 1) сплайн-поверхность обязательно проходит через точки исходной сети измерений, что не позволяет осуществлять процесс фильтрации с целью устранения помех;

- 2) невозможна экстраполяция данных сплайн-поверхностей.

Тем не менее способ сплайн-функций представляется в настоящее время наиболее обоснованным как с формальной стороны, так и с геологических позиций и в будущем будет, по-видимому, наиболее эффективным способом восстановления геологических полей.

Электронно-вычислительные машины используются также при построении схематических карт и планов, показывающих границы распространения определенных геологических свойств нефтеносных пластов, например размещение песчаников и алевролитов по площади месторождения. Трудности решения данной задачи связаны больше с программированием, чем с алгоритмизацией самого процесса. Поэтому здесь они не рассматриваются. Не рассматриваются также алгоритмы построения, например, карт состояния разработки нефтяных залежей. Эти задачи не связаны с восстановлением геологических полей и больше предназначены для составления иллюстративных схем.

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

§ 1. Основные задачи и уровни изучения неоднородности

Проблема неоднородности горных пород на разных уровнях структурной организации вещества, заполняющего геологическое пространство, и при различных термодинамических условиях фундаментальна как для геологии и геофизики вообще, так и для отдельных их разделов, в том числе для нефтегазопромысловой геологии.

Правильная организация разведочных работ и подсчет запасов нефти и газа, нахождение оптимального варианта разработки и выработка наиболее эффективных мероприятий по ее регулированию, поиски путей повышения нефтеотдачи и продление срока безводной эксплуатации скважин, интерпретация результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин — вот далеко не полный перечень задач, успешное решение которых существенно зависит от наших знаний неоднородности объектов разведки и разработки.

1. При разработке определения понятия «геологическая неоднородность» необходимо иметь в виду, что геологические объекты характеризуются иерархической структурой, причем число структурных уровней, на котором возможно рассмотрение того или иного объекта, может быть обусловлено его природой или какими-то иными причинами.

2. Геологические объекты характеризуются множеством свойств, специфичных с точки зрения распределения их значений в геологическом пространстве, что порождает широкое разнообразие представлений о неоднородности одного и того же объекта, зависящих от того, по какому свойству (или совокупности свойств) мы будем изучать неоднородность. Множественность возможных уровней рассмотрения геологического объекта порождает множество типов, а множественность свойств, которые присущи объекту, порождает множество видов неоднородности.

3. Исходя из иерархичности строения геологических объектов, говорить об их неоднородности вообще, очевидно, смысла не имеет. Определение геологической неоднородности должно содержать указание на объект, о неоднородности которого идет речь.

4. Определение геологической неоднородности должно включать указание на цели и задачи исследования.

Геологические объекты характеризуются иерархическим строением, когда элементы систем одного уровня структурной организации вещества при рассмотрении их на другом уровне сами выступают как системы. Совокупности свойств, которыми могут быть охарактеризованы геологические тела, выступающие в качестве элементов систем на разных уровнях, от уровня к уровню удлиняются, т. е. число свойств, которыми могут быть охарактеризованы элементы систем, от уровня к уровню возрастает.

Следовательно, чем выше уровень структурной организации геологического вещества, тем больше возможностей для выбора свойств, по которым можно осуществить элементаризацию геологического пространства. Очевидно, для выявления структуры изучаемой геологической системы список свойств, по которым будет произведена элементаризация, необходимо устанавливать с учетом решаемой задачи. Признак (свойство), выбранный таким образом, будем называть базисным. Например, при подсчете запасов нефти, если требуется просто определить количество содержащейся в залежи нефти, в качестве базисных признаков должны быть выбраны пористость, нефтенасыщенность и нефтенасыщенная мощность пород и по этим признакам должны быть выделены геологические тела, являющиеся ловушками нефти или газа и определяющие их число.

Система, элементами которой являются геологические тела, выделенные по базисным признакам, очевидно, наилучшим образом отвечает цели исследования и характеру задач, решение которых необходимо для достижения этой цели. Однако соблюдение требований, чтобы в каждой формальной точке измерялись все свойства из одного и того же списка, по экономическим или каким-либо другим соображениям не всегда выполнимо. Так, отбор керна и гидродинамические исследования проводятся, как правило, в ограниченном числе разведочных и добывающих скважин, а промыслово-геофизическими методами исследуются все скважины, пробуренные на изучаемый объект. Это позволяет проводить корреляцию между косвенными признаками и базисными и тем самым получать информацию о базисных признаках в тех точках, где они непосредственно не измерялись.

Число базисных признаков не может и не должно быть большим. Это, как правило, один-три признака. Число косвенных признаков всегда больше и тем больше, чем выше уровень организации геологического вещества, на котором рассматривается структура. Это создает возможность для выявления структуры по базисному признаку использовать любые косвенные признаки или их комбинации. Общеизвестно, что определение значений одних свойств горных пород по другим дает результаты, характеризующиеся ограниченной точностью, и для разных косвенных признаков эта точность различна. Это относится и к базисным признакам.

Следовательно, используя для выявления структуры, которая соответствует конкретной цели, значения базисных признаков, определенных по значениям косвенных признаков, будем получать в большей или меньшей степени разные конечные результаты каждый раз, как только сменим косвенные признаки, по которым определяются значения базисных. Другими словами, в зависимости от того, какие косвенные признаки коррелируются нами с базисными, какова при этом теснота связи и насколько правильно мы описали ее форму, мы будем получать разные модели одной и той же структуры, которой характеризуется геологическое пространство, специализированное по базисному признаку.

Прежде чем начать изучение неоднородности геологического тела, выделенного по тем или иным признакам, необходимо четко определить структурный уровень, на котором будет изучаться строение этого тела, с которого начнется отсчет неоднородности, т. е. установить (или выбрать) порядок размеров тех геологических тел, которые будут рассматриваться в качестве элементов изучаемой системы. В ряде случаев этот порядок задается условиями наблюдений или измерений (измерение пористости или проницаемости пород в лаборатории по образцам стандартного размера), в других случаях его необходимо обосновать в соответствии с условиями исследований.

Базисные признаки, на основе которых выделяются элементарные геологические тела, могут носить как качественный, так и количественный характер. Это существенной роли не играет, так как качественные признаки (например, литологические) могут быть охарактеризованы количественно, например, с помощью рангов.

Иерархичность геологических систем дает возможность выбрать способ описания элементарных геологических тел на соответствующем уровне структурной организации: на каждом структурном уровне (кроме самого нижнего) мы можем элементарное тело рассматривать как далее неделимое и характеризовать его одним числом; либо рассматривать его как совокупность геологических тел более низкого уровня, которые сами характеризуются одним числом, а характеристика их в совокупности выступает как характеристика элементарного тела более высокого уровня организации. В последнем случае отдельному элементарному телу (элементу изучаемой системы) не только может быть поставлено в соответствие одно единственное значение базисного признака, но и установлен строго определенный класс (интервал) значений одного или нескольких базисных признаков.

Если область пространства внутри простого (или сложного) геологического тела рассматривается как совокупность (множество) элементов, каждому из которых ставится в соответствии некоторое единственное значение

того или иного геологического признака, то эту область называют полем геологического признака, или геологическим полем. Элемент структуры может характеризоваться одним числом, что обусловлено особенностями применяемой методики наблюдений или методики обработки поступающей информации. В первом случае значения признака замеряются непосредственно на теле (пористость кусочка породы в лаборатории или некоторого объема пород в скважине, определяемая по данным промысловой геофизики). Во втором случае единственное значение признака, приписываемое телу, вычисляется из результатов определения этого признака в отдельных точках как среднее значение или по некоторой формуле (например, как запасы нефти одной залежи). В этом случае мы все множество значений, которые имеют признак в объеме геологического тела, принятого в качестве элемента некоторой системы, заменяем одним значением, т. е. фактически неоднородное тело рассматриваем как однородное.

§ 2. Методы графического и аналитического отображения неоднородности пласта

Под неоднородностью понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических простых свойств, оказывающих влияние в основном на движение пластовой жидкости к забоям скважин и подлежащих учету при установлении потенциальных возможностей нефтяного пласта. Неоднородность бывает литологическая, гранулометрическая, упаковочная, цементационная, минеральная, проницаемая, пористостная, объемная и площадная.

Для изучения неоднородности нефтяного пласта по распространению используются различные методические приемы. Проводится обширный комплекс исследований, в котором важная роль отводится детальной корреляции продуктивного пласта (см. гл. III).

Простота геометрии получаемых геологических моделей пласта в результате корреляции не описывает часто всей сложности реальных пластов и может приводить к ошибочным представлениям об их строении. Это оказывает влияние на точность построения карт распространения по выделенным интервалам, а следовательно, и на величину коэффициента охвата пласта процессом вытеснения, определяемого по упомянутым картам. Поэтому очень важно выбрать рациональную величину интервала при равномерном рассечении продуктивного пласта поверхностями, параллельными поверхности опорного репера. Известно, что при таком изучении продуктивного пласта возникают трудности при определении присутствия коллектора (неколлектора) в тех интервалах, где он распространен не полностью.

Проведенные исследования показали, что, как правило, наибольшие отклонения расчетных мощностей от фактических наблюдаются для слоев, соизмеримых с размерами заданных сечений. При увеличении размера сечения отдельные тонкие слои коллектора (неколлектора) могут сливаться с вышележащими слоями в один более крупный слой, утратив свое первоначальное значение, или могут выпасть из разреза полностью, ухудшив фактическую характеристику разреза скважин за счет искусственного увеличения его непроницаемой (проницаемой) части.

Исходя из сказанного следует, что нельзя рекомендовать для любых горизонтов только одну величину сечения. Выбор сечения зависит от геологических особенностей строения пласта и особенно от степени его расчленения.

За основу при выборе размера сечений следует принимать размер, близкий к наименьшей мощности слоя коллектора (неколлектора), встреченного в разрезе изучаемого горизонта. Для установления такой мощности следует составлять статистические ряды значений мощности коллектора и некоколлектора раздельно. Емкость интервала статистического ряда выбирается в зависимости от общей мощности горизонта и степени его расчленения. Минимальное значение мощности слоя коллектора (неколлектора) является предельной величиной интервала сечения. Однако указанная минимальная вели-

чина сечения может оказаться нерациональной, если частность появления ее будет менее 10 %. Эти рекомендации для максимального приближения к реальным условиям должны учитываться и при составлении ГСР.

Для изучения неоднородности пласта используют различные способы. Среди них следует отметить два: графический и аналитический.

Графический способ отображает неоднородность в виде различных карт, профилей и схем, наглядно характеризующих степень площадной и объемной неоднородностей пласта. Основные из них — карты распространения

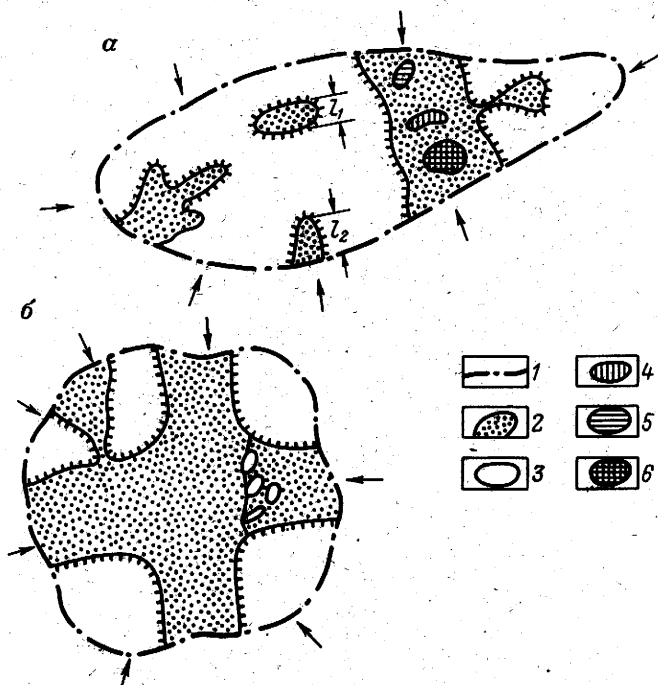


Рис. 74. Карта распространения слоя

1 — условный контур; 2 — площадь распространения слоя (зонального интервала); 3 — линзы неколектора; 4 — с нижележащим слоем; 5 — с вышележащим слоем; 6 — с выше- и нижележащими слоями; l_1 и l_2 — длины линзы и полулинзы

зональных интервалов или слоев, выделяемых в продуктивном пласте на основании детальной корреляции, а также геологические профили, построенные в различных направлениях и увязанные с упомянутыми картами. Для характеристики неоднородности по пористости, проницаемости и мощности иногда строятся специальные карты.

Карты распространения зональных интервалов или слоев составляют в пределах площади, которая должна быть постоянной по размерам и форме для всех изучаемых интервалов. Обычно за такую принимают площадь, ограниченную внешним контуром нефтеносности продуктивного пласта. Однако в случае необходимости постоянная площадь может быть ограничена любой линией, целесообразность местонахождения которой определяется с учетом требований проводимых исследований (например, блок самостоятельной разработки). На построенных зональных картах для систематизации выделяют участки распространения зонального интервала, слоя, характеризующиеся

определенными условиями их расположения по отношению к воздействию на них пластового давления от естественного либо искусственного контура питания. За последний принимают ряды нагнетательных скважин. Условно все участки разделяют на три группы: непрерывную часть пласта, полулинзы и линзы (рис. 74).

Под линзами подразумеваются изолированные участки распространения зонального интервала, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами. Полулинзами называют участки зонального интервала, открытые для поддержания пластового давления только с одной стороны. Непрерывная часть пласта имеет не менее двух выходов к контуру питания и характеризуется противоположными направлениями потоков пластовой жидкости. При определении этих направлений необходимо учитывать особенности конфигурации постоянной площади. Если площадь имеет вытянутую форму (см. рис. 74, а), непрерывной частью будут участки ее в виде различных полос, пересекающих площадь в поперечном направлении. Если же площадь имеет форму, приближающуюся к кругу (см. рис. 74, б), непрерывными частями следует считать участки, секущие площадь в направлениях, близких к радиальным, и также характеризующие противоположными направлениями потоков пластовых флюидов. Если граница распространения непрерывной части пласта имеет извилистую форму и от основной ее площади отщепляется участок, соединяющийся с ней узкой перемычкой, через которую практически не может свободно продвигаться пластовая жидкость, можно считать, что этот ответвленный участок является либо линзой, либо полулинзой. Примерно по тем же соображениям от непрерывной части должен быть отрезан участок, отделенный от нее группой линз, состоящих из непроницаемых пород, образующих своеобразный разделительный экран.

В ряде случаев отдельные участки площади одного зонального интервала могут соединяться с участками площади соседних интервалов, образуя одно целое. В этом случае считают, что указанные участки соседних интервалов образуют зоны слияния, которые необходимо учитывать при изучении неоднородности.

Графическое отображение неоднородности пласта в виде карт распространения зональных интервалов дает возможность наглядно оценивать степень прерывистости пласта, под которой подразумевается изменение литолого-физических свойств пласта-коллектора, связанное с выклиниванием или замещением его непроницаемыми породами.

Аналитический способ отображения неоднородности дает возможность определять ее количественно с помощью различных зависимостей и показателей, обобщающих результаты изучения продуктивного пласта комплексом геолого-геофизических методов исследований.

Ниже приведен перечень основных аналитических зависимостей, характеризующих степень неоднородности пласта.

1. $K(S)$ — коэффициент распространения пласта-коллектора по площади

$$K(S) = \frac{\sum_{i=1}^M S_i}{MS}, \quad (\text{VIII.1})$$

где S — выбранная постоянная площадь; M — число зональных интервалов; S_i — площадь распространения непрерывной части полулинз и линз коллектора i -го зонального интервала в пределах постоянной площади.

Коэффициент $K(S)$ определяется для всего пласта в целом, а в случае необходимости — и для каждого зонального интервала в отдельности.

2. $K_a(S)$ — коэффициент замещения пласта-коллектора по площади

$$K_a(S) = 1 - K(S). \quad (\text{VIII.2})$$

3. $K(V)$ — коэффициент распространения пласта-коллектора по объему

$$K(V) = \frac{\sum_{i=1}^M S_i h_i}{Sh}, \quad (\text{VIII.3})$$

где h_i — средняя мощность i -го зонального интервала; h — средняя общая мощность пласта в интервале от кровли самого верхнего до подошвы самого нижнего проницаемого слоя.

4. $K_3(V)$ — коэффициент замещения пласта-коллектора по объему

$$K_3(V) = 1 - K(V). \quad (\text{VIII.4})$$

5. $K_{\text{сл}}$ — коэффициент слияния

$$K_{\text{сл}} = \frac{\sum_{i=1}^{M-1} K_{i, \text{сл}}}{M-1}, \quad (\text{VIII.5})$$

где $K_{i, \text{сл}}$ — коэффициент слияния для двух смежных зональных интервалов.

Коэффициент слияния характеризует степень гидродинамической связи отдельных зональных интервалов между собой и определяется в процентах как для каждой пары смежных зональных интервалов, так и для всего продуктивного пласта.

6. K_p — коэффициент расчлененности

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{N}, \quad (\text{VIII.6})$$

где n_i — число слоев в каждой i -й скважине; N — число скважин.

Коэффициент расчлененности представляет собой отношение суммарного числа проницаемых слоев, зональных интервалов, вскрытых всеми скважинами, к числу этих скважин. Он характеризует среднее число слоев-коллекторов продуктивного пласта, приходящихся на одну скважину, и определяется только по тем скважинам, в которых разрезы пласта содержат слош-коллекторы.

7. K_{Π} — коэффициент песчанистости

$$K_{\Pi} = \frac{h_{\text{эф}}}{h_{\text{общ}}}, \quad (\text{VIII.7})$$

где $h_{\text{эф}}$ — эффективная мощность пласта в скважине; $h_{\text{общ}}$ — общая мощность пласта в скважине, под которой подразумевается суммарная мощность всех пород, слагающих продуктивный пласт от кровли до подошвы.

Коэффициент песчанистости характеризует долю коллектора (песчаного) в разрезе пласта и определяется только по тем скважинам, в которых продуктивный пласт содержит слош-коллекторы.

8. $\bar{V}_a$ — коэффициент, характеризующий доли объема непрерывной части пласта, полулинз и линз,

$$\bar{V}_a = \frac{\sum_{i=1}^M V_{ai}}{V_{\Pi}}, \quad (\text{VIII.8})$$

где индекс a обозначает соответственно непрерывную часть пласта, полулинзу или линзу; V_{Π} — полный объем проницаемой части пласта, получаемый в результате суммирования всех объемов линз, полулинз и непрерывной части пласта по всем зональным интервалам.

Доли объема пласта определяют по картам распространения отдельных зональных интервалов или слоев. На ранних стадиях проектирования или при определении коэффициента нефтеотдачи в процессе подсчета запасов нефти долю объема непрерывной части пласта весьма приблизительно можно найти косвенным способом, основанным на существовании корреляционной зависимости между долей объема непрерывной части пласта и коэффициентом песчанистости. В качестве примера такие зависимости были получены для семи горизонтов месторождения Узень и по ряду месторождений Поволжья [Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В., 1976].

Известно, что неоднородность пласта влияет на технологические показатели разработки, в том числе на величину коэффициента нефтеотдачи:

$$\eta = k_{вт} k_{охв.з} k_{охв.вт} \quad (VIII.9)$$

где $k_{вт}$, $k_{охв.з}$, $k_{охв.вт}$ — коэффициенты вытеснения нефти водой, охвата заводнением и охвата вытеснением.

Под коэффициентом вытеснения понимается отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной промывки из образца породы, к начальному содержанию нефти в нем. Этот коэффициент зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, скорости вытеснения, физико-химических свойств нефти и вытесняющей воды (см. гл. IV). По своей физической сущности коэффициент вытеснения характеризует максимальную нефтеотдачу при длительной промывке образца породы. Нередко получаемую при этом нефть называют «подвижной нефтью», т. е. той, которая может извлекаться при режимах вытеснения нефти водой.

Под коэффициентом охвата заводнением понимается отношение части нефтенасыщенного объема пласта, занятого вытесняемой жидкостью, ко всему нефтенасыщенному объему пласта, из которого нефть может быть извлечена при бесконечной промывке, т. е. отношение промытой части объема пласта к объему подвижной нефти.

$k_{охв.з}$ зависит от количества вторгнувшейся воды, а следовательно, от средней обводненности продукции скважин. В реальных пластах закачиваемая вода в первую очередь вытесняет нефть из высокопроницаемых слоев. Процесс вытеснения нефти из малопроницаемых слоев практически либо не происходит в начальный момент, либо происходит с малой скоростью. Поэтому на величину $k_{охв.з}$ влияет принятый при подсчете запасов нижний предел проницаемости.

Нередко для описания данного процесса некоторые авторы используют терминологию, справедливую строго для однородного пласта и одномерного движения жидкости. В этом случае при исследовании вводится коэффициент охвата пласта заводнением по площади, т. е. коэффициент площадного охвата заводнением. Под коэффициентом площадного охвата заводнением понимается отношение охваченной заводнением площади ко всей площади продуктивного пласта. Этот коэффициент растет с увеличением закачанной в пласт воды, но не отражает проницаемостную неоднородность пласта и непоршневое вытеснение нефти водой.

Рассмотренное выше относилось, по существу, к условию, при котором пласт принимается непрерывным. Известно, что реальные пласты имеют различную степень распространения, которая учитывается величиной коэффициента охвата процессом вытеснения $k_{охв.вт}$.

Ю. П. Борисовым, З. К. Рябининой, В. В. Воиновым (1970, 1976 гг.) было предложено разделять пласт, исходя из характера его распространения по отношению к контуру питания (естественному или искусственному) на линзы, полулинзы и непрерывную часть пласта. На основании этого разделения (см. рис. 74) была предложена модель прерывистого пласта, принимаемая при расчетах технологических показателей разработки. При этом степень прерывистости пласта в зависимости от принятой системы разработки, местоположения скважин (нагнетательных, добывающих) и характера распространения пласта оценивалась двумя коэффициентами — коэффициентом охвата процессом вытеснения и коэффициентом воздействия.

А. П. Крылов (1962 г.), Ю. П. Борисов (1976 г.) и другие исследователи под коэффициентом охвата пласта процессом вытеснения понимают отношение пустотного пространства продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения (т. е. находящегося под влиянием перепада давления), ко всему пустотному пространству пласта: Под коэффициентом воздействия (А. П. Крылов) понимает отношение суммарной нефтенасыщенной мощности продуктивных слоев, полностью или частично перфорированных и охваченных процессом вытеснения, к эффективной мощности. Коэффициент воздействия определяется по каждой скважине. При расчетах используется средний коэффициент как для всей системы расположения скважин, так и для каждого ряда в отдельности. Некоторые исследователи под этим коэффициентом понимают коэффициент охвата по мощности. Коэффициент охвата процессом вытеснения и коэффициент воздействия различны как по своей сущности, так и по способу определения и назначения. Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения влияет на текущие и накопленные отборы и на величину текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи при заданном проценте обводнения, но не влияет на время разработки.

Коэффициент воздействия практически является временным показателем, оказывает влияние на величину перепада давления в охваченном процессом вытеснения объеме, а следовательно, и на время разработки. В однородной системе при условии полной перфорации слоев эти коэффициенты одинаковы по величине.

§ 3. Методика определения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения с использованием зональных карт

Для вытеснения из пласта нефти водой, газом и т. п. необходимо создать систему разработки, предусматривающую использование добывающих и нагнетательных скважин, пробуренных в определенном порядке. Если добывающие и нагнетательные скважины располагаются на площади месторождения рядами, условно считается, что направление фильтрационного потока в процессе разработки будет перпендикулярно к этим рядам. Если бы на месте рядов скважин были галереи, то при подходе к ним воды и дальнейшем их обводнении нефть из участка от нагнетательных скважин или контура нефтеносности до этих галерей была бы вытеснена. В случае же рядов реальных скважин вода в них появится раньше (по главной линии тока), чем фронт водонефтяного контакта пройдет весь участок до обводняющегося ряда. Экспериментальные исследования, проводившиеся на электрических моделях, позволили сделать вывод, что при принимаемых в процессе разработки процентах обводнения, можно приблизительно считать коэффициент охвата пласта процессом вытеснения при работе рядов скважин равным охвату пласта при работе галерей. Указанное допущение позволяет определять коэффициент охвата пласта процессом вытеснения по упрощенной схеме, т. е. с точностью до ряда.

Существуют два способа определения величин коэффициентов охвата пласта процессом вытеснения.

1. Прямое определение охваченных объемов по каждому выделенному зональному интервалу и по пласту в целом при нанесении на карты распространения пластов предполагаемой системы разработки.

2. Выделение на картах зональных интервалов линз, полулинз и неравной части пласта при заданном контуре поддержания давления (естественный контур питания, или расположение нагнетательных скважин), вычисление их абсолютных и относительных объемов и длин линз и полулинз. Затем с учетом предполагаемых систем размещения добывающих скважин при фиксированном положении контура питания определение доли объема пласта, охваченного процессом вытеснения и коэффициента охвата процессом вытеснения [Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина З. К., 1970 г.].

Определение коэффициента охвата пласта процессом вытеснения первым способом формализовано, запрограммировано на БЭСМ-6. При этом оно

осуществляется по картам распространения зональных интервалов непосредственно как отношение охваченных объемов процессом вытеснения ко всему пустотному пространству пласта и производится по каждому зональному интервалу в отдельности и по всему пласту в целом.

На зональных картах возле каждой скважины указывается мощность соответствующего зонального интервала или слоя.

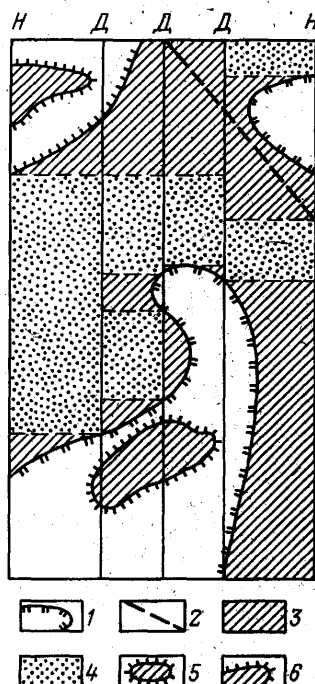


Рис. 75. Карта распространения охваченных и не охваченных процессом вытеснения зон слоя

Н — нагнетательный ряд; Д — добывающие ряды; 1 — границы выклинивания; 2 — линия тектонического нарушения; зоны пласта; 3 — не охваченные процессом вытеснения; 4 — охваченные процессом вытеснения; 5 — линзы; 6 — полулинзы

На эти же карты наносят данные запроектированной системы разработки (координаты рядов добывающих и нагнетательных скважин), определяют участки площади, охваченные и не охваченные процессом вытеснения. Такие участки желательно выделять с учетом влияния на процесс вытеснения каждой из добывающих и нагнетательных скважин, т. е. с точностью до скважины, однако для этого требуется тщательный анализ всех фактических данных и, главным образом, анализ изменения значений проницаемости и мощности зонального интервала или слоя перфорации не только в соседних скважинах, но и на участках площади, расположенных между скважинами.

Условно охваченными зонами (участками) пласта считаются те участки площади на зональных картах, которые открыты для воздействия на них закачиваемого агента, т. е. участки пласта, простирающиеся от линии расположения

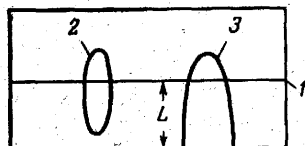


Рис. 76. Схема расположения линз и полулинз относительно стягивающего ряда
1 — стягивающий ряд; 2 — линза; 3 — полулинза; L — расстояние от расчетного контура до стягивающего ряда

нагнетательных скважин до линии расположения любого ряда добывающих скважин (рис. 75). Участки же площади, где поддержание давления затруднено, считаются не охваченными процессом вытеснения. Если на площади распространения зонального интервала (слоя) проходят линии тектонических нарушений, образующие в пласте непроницаемые экраны, то их необходимо учитывать при определении охваченных и не охваченных процессом вытеснения участков. Следует отметить, что боковыми границами выделяемых участков являются прямые линии, перпендикулярные к рядам скважин, проводимые вплоть до пересечения их с соответствующими границами распространения зонального интервала (слоя).

Вторым способом коэффициента охвата рассчитывают по зависимостям:

$$\lambda_n = 0,5 \left[\bar{V}_n \left(1 + \frac{1}{n} \right) + \left(1 - \frac{1}{n} \right) \right] \quad (\text{VIII.10})$$

$$\text{при } \bar{V}_n = 0, \bar{V}_{пл} \neq 0;$$

$$\lambda_\infty = 0,5 [1 + \bar{V}_n] \quad (\text{VIII.11})$$

$$\text{при } n \rightarrow \infty, \bar{V}_n = 0, \bar{V}_{пл} \neq 0;$$

$$\lambda_n = \lambda_\infty = \bar{V}_n \quad (\text{VIII.12})$$

$$\text{при } \bar{V}_n \neq 0, \bar{V}_{пл} = 0;$$

$$\lambda_\infty = \bar{V}_n + \frac{\bar{V}_{пл}}{2}$$

$$\text{при } n = \infty, \bar{V}_{пл} + \bar{V}_n < 1 \text{ и } \bar{V}_{пл} \neq 0, \bar{V}_n \neq 0, \quad (\text{VIII.13})$$

где λ_n — полный коэффициент охвата для всей системы; n — число добывающих рядов в системе разработки; $\bar{V}_n$, $\bar{V}_{пл}$, $\bar{V}_n$ — доли объемов непрерывной части пласта, полулинз и линз.

При гидродинамических расчетах данные о прерывистости пластов при естественном контуре питания дополнительно обрабатывают для использования их в формулах (VIII.10) — (VIII.13). Для каждого рассматриваемого варианта (системы разработки) устанавливают условное местоположение стягивающего ряда и расчетного контура питания (рис. 76).

Доли линз, полулинз и непрерывной части пласта для каждого зонального интервала определяют раздельно по обе стороны стягивающего ряда. После суммирования одноименных элементов распространения пласта вычисляют долю их для всей залежи в целом. Если линза имеет длину больше, чем расстояние L , ее надо разделить на две линзы. При этом общий объем линз остается таким же, как и первоначальный, но изменяются их число и длины. Уменьшается и объем полулинз за счет тех, длина которых больше L .

Исправленные данные о прерывистости пласта используют дальше для расчета коэффициентов охвата вытеснений для различного числа рядов по зависимостям, приведенным в работе [Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В., 1976], и потенциально возможного коэффициента — по формулам (VIII.11) — (VIII.13).

Изложенный порядок определения коэффициентов охвата принимается в том случае, если построение зональных карт и определение объемов зон производится без вычислительных машин и требуется рассмотреть много вариантов различных систем расположения добывающих и нагнетательных скважин.

При проектировании разработки в формулах для определения текущей добычи жидкости из залежи используется коэффициент воздействия.

При составлении технологической схемы разработки коэффициент воздействия для каждого ряда скважин следует рассчитывать по формулам исходя из значений доли объемов линз и непрерывной части пласта, найденных по зональным картам либо по картам распространения пласта.

На стадии составления проекта разработки пласт уже разбурен основной сеткой скважин и нет необходимости в расчете коэффициента воздействия для различных систем по формулам. В этом случае коэффициент воздействия определяют по скважинам каждого ряда по всем зональным

интервалам как отношение работающей мощности по всем скважинам j -го ряда к общей эффективной мощности в этих же скважинах:

$$k_{\text{возд}} = \frac{\sum_{i=1}^M h_{pi}}{\sum_{i=1}^M h_{\Phi}}, \quad (\text{VIII.14})$$

где M — число зональных интервалов; h_p — работающая мощность; h_{Φ} — эффективная мощность.

Нередко коэффициент воздействия называют коэффициентом охвата по мощности и используют его при определении нефтеотдачи пласта, как множитель к коэффициенту охвата процессом вытеснения. Это неправильно, так как происходит двойной учет прерывистости пласта — сначала при определении соотношения охваченных объемов, а затем дополнительно еще раз за счет изменения средних величин охваченных мощностей.

§ 4. Статистический метод оценки прерывистости и коэффициента воздействия

Кроме методики определения коэффициента воздействия на основе зональных карт существуют и другие методики, используемые при решении некоторых задач проектирования разработки. Одна из них основана на учете связности коллекторов между собой. Задача решается в определенной последовательности.

Сначала находится функция связи, под которой понимается зависимость коэффициента связи K_c от расстояния l между зонами нагнетания и отбора. Коэффициент связи можно представить как долю объема коллектора от его общего объема между двумя мысленно представленными галереями, которая прямолинейно связывает галереи при данном расстоянии l . Иными словами, это своего рода «просветность» объекта по коллектору вдоль напластования. Физически очевидно, что при l , равном 0, K_c равен 1; при увеличении l K_c затухает до 0. Скорость затухания функции связи отражает степень прерывистости объекта. Эта функция описывается экспонентой и коэффициент затухания функции α принимается за параметр прерывистости. Таким образом, оба параметра α и K_c характеризуют прерывистость объекта. Различие заключается в том, что α характеризует безусловную прерывистость, присущую собственно объекту (собственная геологическая характеристика объекта), а K_c — условную прерывистость объекта. K_c зависит не только от собственной прерывистости объекта, но и от условий эксперимента: на каком расстоянии зафиксированы галереи. Отсюда следует, что на объекте с высокой безусловной прерывистостью может быть организована система объект — воздействие, характеризующаяся сколь угодно низкой условной прерывистостью и наоборот. Оценив по объекту α и задавшись системой расстановки скважин с фиксированными расстояниями между зонами нагнетания и отбора (аналог — расстояние между галереями), можно определить условную прерывистость системы объект — воздействие. На этом заканчивается статическая часть задачи.

Далее решается динамическая часть — переход от оценки условной прерывистости к оценке коэффициента воздействия. Ясно, что $k_{\text{возд}}$ не равен численно K_c , так как жидкость движется не только прямолинейно. Но между $k_{\text{возд}}$ и K_c есть существенная связь. Она вытекает из того, что $k_{\text{возд}}$ равен K_c плюс некоторая добавка за счет криволинейной топологической связности объекта. Для отыскания зависимости $k_{\text{возд}}$ от K_c было произведено моделирование на электронинтеграторе множества систем объект — воздействие, характеризующееся гаммой K_c , причем каждая система реализовалась по несколько раз для повышения устойчивости результатов. При каждой реализации замерялся $k_{\text{возд}}$ и сопоставлялся с K_c . В итоге полу-

чена зависимость $k_{\text{возд}}$ от K_c , которая и используется для решения динамической части задачи.

Таким образом, оценив по фактической сетке скважин безусловную прерывистость объекта, можно определить условную прерывистость в системе объект — воздействие (фактическая или проектная система разработки) и далее, используя функцию $k_{\text{возд}} = f(K_c)$, определить $k_{\text{возд}}$. Последние два этапа дифференцированы лишь для пояснения сути метода; практически же путем суперпозиции двух функций получена одна функция воздействия: $k_{\text{возд}} = \varphi(\alpha, l)$.

Изложенный метод дает несмещенное значение α , а отсюда и $k_{\text{возд}}$ в том случае, когда фактическая сетка скважин детерминирует объект, т. е. позволяет восстановить истинную или близкую к ней пространственную картину строения (структуру) объекта. Это зависит как от расстояния между скважинами, так и от сложности строения самого объекта. Условия детерминированности чаще всего выполняются при сетках добывающих скважин и реже — разведочных. Поэтому коэффициенты воздействия, полученные с помощью рассмотренного метода по данным сетки разведочных скважин, могут оказаться завышенными.

Основные идеи оценки $k_{\text{возд}}$ по данным сетки разведочных скважин свелись к следующему. По всем объектам Западной Сибири, разбуренным сеткой добывающих скважин, определены α и приведенная песчаность $P_{\text{п}}$. Последний параметр не зависит от расстояния между скважинами и статистически связан с α . Получено уравнение связи $\alpha = f(P_{\text{п}})$. По объекту, разбуренному сеткой разведочных скважин, оценено $P_{\text{п}}$ и затем с помощью данного уравнения определено несмещенное значение α . Весь остальной порядок определения $k_{\text{возд}}$ сохраняется. Таким образом, здесь, по существу, формализован метод геологической аналогии.

В ситуации, когда объект частично разбурен сеткой добывающих скважин, а оценку необходимо произвести по части объекта, разбуренного сеткой разведочных скважин, геологическая аналогия дополняется априорной информацией, получаемой по эксплуатационному участку. Для этого по данному участку оценивается α и переносится на разведочный участок с корректировкой, учитывающей разницу в песчаности между участками. Остальная часть расчетов стереотипна.

Описанная методика реализована в рамках автоматизированного комплекса «Геопак-1» на ЕС ЭВМ в институте СибНИИП.

§ 5. Особенности изучения неоднородности нефтегазовых залежей

При изучении неоднородности нефтегазовых залежей используется концепция относительной элементарности. В соответствии с этой концепцией залежь углеводородов рассматривается как сложная система, характеризующаяся иерархией структурных уровней материи с наличием множества дискретных, условно неделимых структурных единиц в пределах каждого из них. Наличие нескольких дискретных качественно различных уровней в строении залежей углеводородов — их природное свойство. При более детальных исследованиях геологических объектов в рамках качественно однородного уровня появляется необходимость выделения уровней строения, различающихся совокупностью количественных критериев. Число таких последовательных уровней в строении залежи и характеристика каждого из них определяются геологической природой образований, морфологическими особенностями строения резервуара, а также зависят от целей, задач и степени детальности исследований.

В практике нефтепромысловой геологии при изучении неоднородности пород-коллекторов применительно к целям и задачам проектирования разработки залежей углеводородов выделяется несколько уровней (см. § 2 гл. VII). При этом вне зависимости от уровня исследования неоднородности основное внимание уделяется таким литологическим характеристикам пород,

которые играют решающую роль в определении объема и конфигурации пустотного пространства, а также условий прохождения флюидов при определенных, задаваемых проектами разработки величинах давлений.

При исследованиях за основу была принята методика ВНИИ, отражающая неоднородность коллекторов, учитывающая морфологическую сложность строения подземного резервуара. По этой методике неоднородность определяется в пределах постоянной площади, ограниченной внешним контуром нефтеносности. В этом случае при определении объема продуктивного коллектора, приходящегося на водонефтяную зону, включается и объем воды для ряда зональных интервалов, расположенных в этой зоне, и тем самым

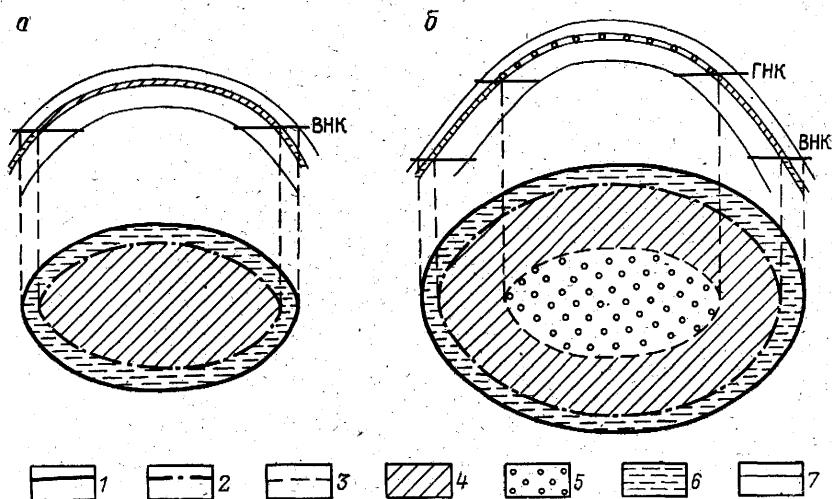


Рис. 77. Схема выделения зональных интервалов:

a — с учетом характера нефтенасыщения; *b* — с учетом характера нефтегазонасыщения. 1 — внешний контур нефтеносности продуктивного горизонта; 2 — контур нефтеносности зонального интервала; 3 — контур газоносности зонального интервала; 4 — нефтеносная, 5 — газоносная, 6 — водоносная; 7 — кровля либо подошва продуктивного горизонта

завышается объем продуктивного коллектора. Поэтому распространение продуктивного коллектора нефтяных залежей учитывается не в пределах постоянной площади, которая ограничивается внешним контуром нефтеносности, а в пределах площадей нефтеносности каждого зонального интервала, которые будут меняться от внешнего контура нефтеносности для зонального интервала, расположенного в кровле продуктивного горизонта, до внутреннего контура нефтеносности для зонального интервала, расположенного в подошве продуктивного горизонта. Для нефтегазовых залежей учитываются дополнительно площади газоносности для каждого зонального интервала, которые также будут меняться от внешнего контура газоносности для зонального интервала, расположенного в кровле продуктивного горизонта, до внутреннего контура газоносности для зонального интервала, расположенного в подошве продуктивного горизонта. Для нефтегазовых залежей каждый зональный интервал будет иметь один контур нефтеносности и один газоносности, в плане две зоны — нефтяную и газовую (рис. 77).

В зависимости от характера насыщения в строении продуктивного коллектора нефтегазовой залежи выделяются элементы неоднородности: линзы (нефтяные, нефтегазовые и газовые), полулинзы (нефтяные и нефтегазовые) и непрерывные части прослоев (рис. 78). По этим группам опреде-

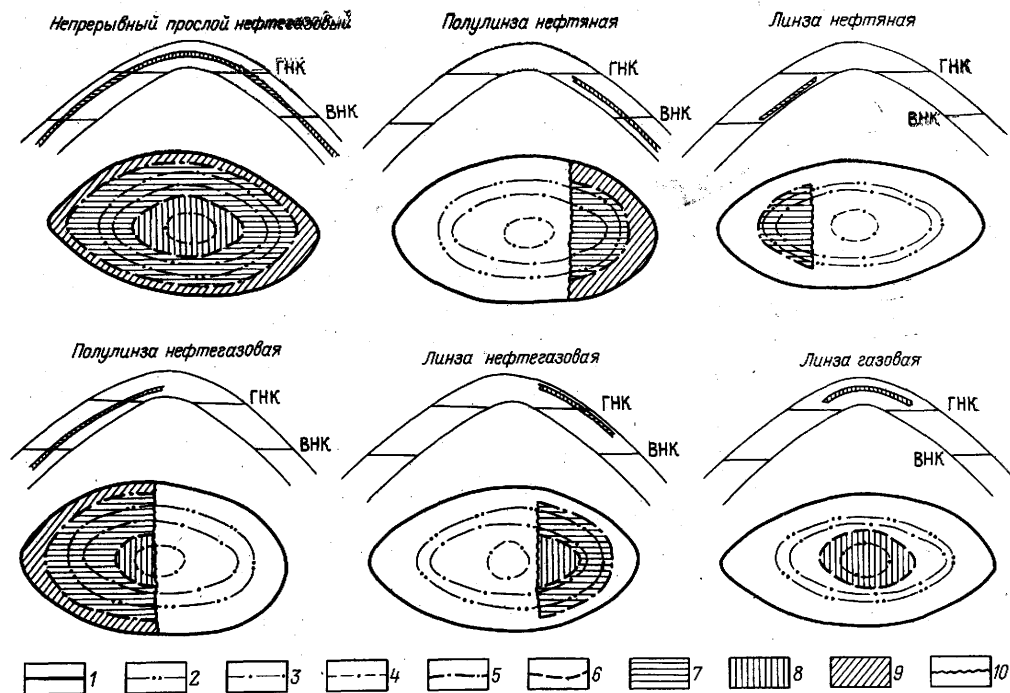


Рис. 78. Схема выделения линз, полулинз и непрерывного прослоя с учетом характера их насыщения

Контуры нефтеносности продуктивного горизонта: 1 — внешний, 2 — внутренний; контуры газоносности продуктивного горизонта: 3 — внешний, 4 — внутренний; 5 — контур нефтеносности зонального интервала; 6 — контур газоносности зонального интервала; площади зонального интервала: 7 — нефтеносная, 8 — газоносная, 9 — водоносная; 10 — граница выклинивания коллекторов зональных интервалов

ляются объемы каждой из фигур и каждого из прослоев и составляется сводная таблица, в которой приводятся данные, характеризующие процентное соотношение объемов непрерывных частей прослоев как нефтяных, так и нефтегазовых. Объемы линз и полулинз определяются в процентах от объема продуктивной части пласта, и длины их указываются в пределах контуров нефтеносности каждого зонального интервала.

При изучении неоднородности нефтегазовой залежи также используется концепция относительной элементарности. При этом в строении нефтегазо-

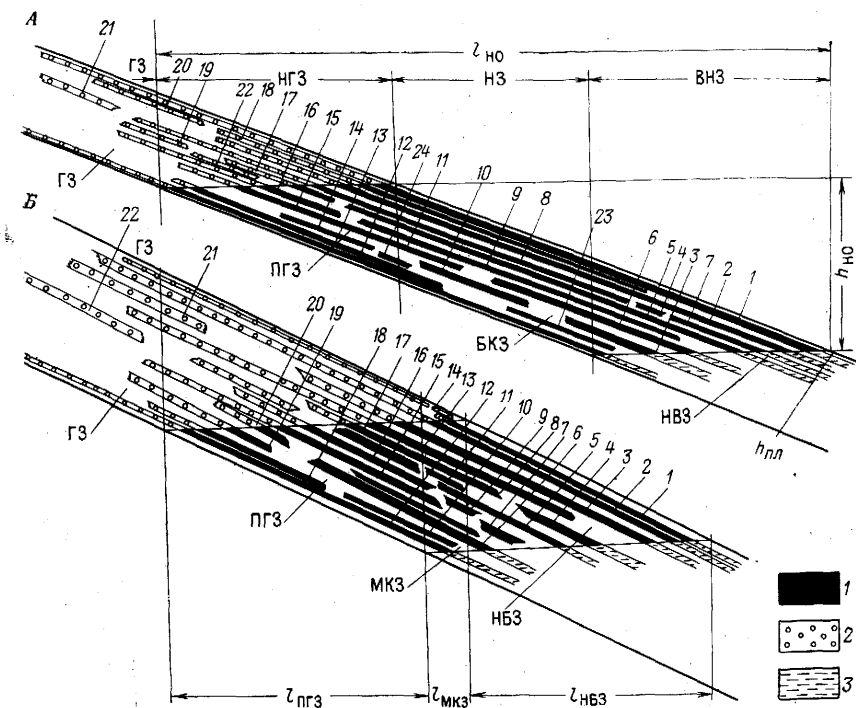


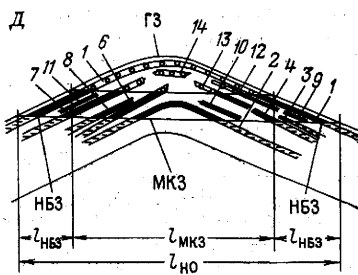
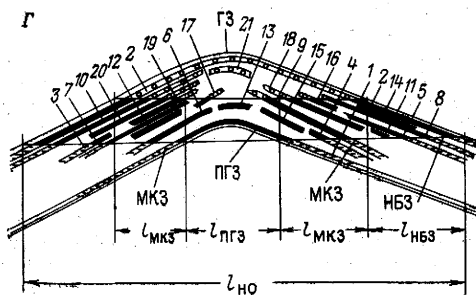
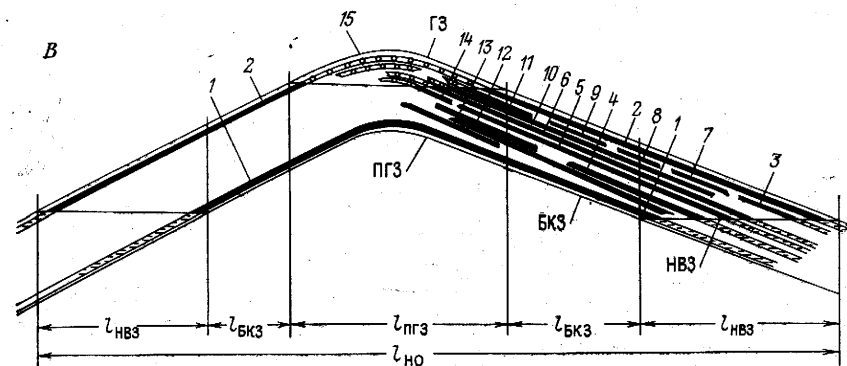
Рис. 79. Модели неоднородностей нефтегазовых залежей различных типов (А—Д). Арабские цифры — элементы неоднородностей

1 — нефть; 2 — газ; 3 — вода

вых залежей выделяется ряд последовательно сменяющих друг друга уровней, которые отражают различные степени детальности их строения: 1) уровни строения нефтегазовой залежи; 2) уровни строения нефтяной части залежи; 3) уровни строения газовой части залежи.

Изучение неоднородности нефтегазовой залежи должно проводиться не только для всей залежи в целом и нефтяной, и газовой части отдельно, но и для каждой из зон, составляющих нефтегазовую залежь. Для этого пространство неоднородного пласта, состоящего из линз, полулинз и непрерывной части, прослеживается в пределах каждой зоны для определения объема фигур, расположенных в этих зонах. В строении нефтегазовых залежей выделяются пять зон: водонефтяная, водонефтегазовая, нефтяная, нефтегазовая и газовая. В зависимости от положения этих зон на структуре и характера расположения в них элементов неоднородности всем им присвоены определенные наименования. Так, непрерывные нефтяные части

прослоев разделяются по расположению в зонах на однозонные, двухзонные, трехзонные; непрерывные нефтегазовые части — на двухзонные, трехзонные, четырехзонные; полулинзы нефтяные — на однозонные, двухзонные, трехзонные, четырехзонные; линзы нефтегазовые — на однозонные, двухзонные, трехзонные; линзы газовые — на однозонные, двухзонные, трехзонные.



Таким образом, при изучении неоднородности нефтегазовых залежей учитывается уже не только их морфологическая сложность и характер насыщения, но и их расположение по зонам, определяющимся типами залежей, по соотношению объемов нефтяной и газовой частей. Каждый тип залежи характеризуется определенным набором элементов, характеризующих неоднородное строение залежи (рис. 79).

Одна из важнейших задач при проектировании разработки нефтегазовых залежей — определение коэффициента охвата процессом вытеснения нефти водой для нефтяной оторочки. Для всех типов нефтяных оторочек выделяются пять зон: надводная нефтяная (НБЗ), надводная безгазовая (НБЗ), бесконтактная (БКЗ), межконтактная (МКЗ) и подгазовая (ПГЗ). Для каждой из этих зон характерны специфические процессы вытеснения. Так, если в надводной безгазовой зоне протекает только процесс заводнения краевой водой, то в межконтактной зоне происходят одновременно втор-

жение газа и продвижение воды в нефть. И только после прорыва газа по прослоям, соединяющим межконтактную надводную нефтяную зоны, он станет внедряться в последнюю. Для подгазовой зоны характерно только внедрение газа, вода вторгается только после продвижения через подошвенную часть межконтактной зоны. Вот почему необходимо учитывать все сочетания расположения элементов неоднородности по зонам.

В зависимости от расположения по зонам линзы, полулинзы и непрерывные части пласта разбиты на три группы. К первой группе — нефтяной — отнесены линзы, полулинзы и непрерывные части пласта, находящиеся в зонах нефтяной оторочки; ко второй группе — смешанной — расположенные в зонах как нефтяной оторочки, так и газовой части залежи, это собственно нефтегазовые; к третьей группе — газовой — расположенные в зонах газовой части залежи, это собственно газовые. Так, в полную модель неоднородного строения нефтяной оторочки нефтегазовой залежи типа А (см. рис. 79) входят из первой группы полулинзы нефтяные, которые могут быть однозонные (надводной нефтяной зоны — 7), двухзонные (надводной и бесконтактной нефтяной зон — 6) и трехзонные (надводной, бесконтактной и подгазовой зон — 5); линзы нефтяные — однозонные, расположенные либо в надводной — 7, либо в бесконтактной — 10, либо в подгазовой — 14 зонах; двухзонные, расположенные в надводной и бесконтактной, в бесконтактной и подгазовой зонах; трехзонные, расположенные в надводной, бесконтактной и подгазовой — 9 зонах. Непрерывный пласт на периклиналях может быть нефтяным, однозонным (надводной нефтяной зоны), двухзонным (надводной нефтяной и бесконтактной зон), трехзонным (надводной, нефтяной, бесконтактной и подгазовой зон).

Из второй группы, названной смешанной, входят полулинзы и линзы нефтегазовые. Полулинзы нефтегазовые могут быть четырехзонные — 12 и трехзонные — 5; линзы нефтегазовые могут быть четырехзонные — 1, трехзонные — 13, двухзонные — 11, однозонные — 16. Непрерывный пласт при этом будет нефтегазовым, трех- и четырехзонным. Для газовой шапки характерны только линзы газовые. Они могут быть однозонными, расположенными либо в газовой (ГЗ), либо в нефтегазовой (НГЗ) зонах; двухзонными — в газовой и нефтегазовой зонах. Другие разновидности линз и полулинз, встречающиеся в газовой шапке, указаны в смешанном типе.

На основе данных, разработанных с учетом анализа геологических и технико-экономических показателей залежи, в процессе разработки происходит трансформация представления о неоднородном строении нефтегазовой залежи. При этом также используется концепция относительной элементарности, однако в основе классификации неоднородности строения продуктивных коллекторов лежат элементы неоднородности, выделенные по геолого-технологическому принципу (с учетом требований разработки). В работе В. С. Керим-Заде (1974 г.) показано изменение прерывистости продуктивного коллектора и дана методика определения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения при разработке нефтегазовой залежи без поддержания пластового давления с использованием упругой энергии законтурной области при сохранении неподвижным газонефтяного контакта, а также при разработке залежи с искусственным разобщением нефтяной и газовой частей залежи — барьерным заводнением. Оба случая рассмотрены на примере пластовой сводовой нефтегазовой залежи с активной краевой водой. Такая залежь схематизируется в круг, нефтяная часть залежи представляет собой кольцо.

Один из методов определения прерывистости пласта — оценка ее по картам распространения отдельных прослоев, составляющих продуктивный пласт (карт зональных интервалов). В зависимости от конфигурации нефтяной и газовой частей пласта в каждом зональном интервале вытеснение нефти может быть или плоскорадиальным, или плоскопараллельным.

Когда зональный интервал представлен непрерывной нефтегазовой частью пласта и нефть вытесняется со стороны законтурной области к газовой шапке, которая в расчетах принимается за непроницаемую зону, происходит одностороннее вытеснение нефти при плоскорадиальном потоке.

Если отношение длины сечения газовой части прослоя к длине сечения нефтяной части (сечение перпендикулярно к фронту вытеснения) существенно больше 25 %, то можно считать, что газовая часть прослоя оказывает влияние на изменение направления потоков, и практически всю нефтяную часть прослоя можно принять за нефтяную полулинзу. Если же это отношение менее 25 %, тогда следует, что газовая часть прослоя не вызывает изменения направления потоков и практически всю нефтяную часть этого прослоя можно считать непрерывной (рис. 80).

Когда коллектор представлен непрерывной нефтегазовой частью пласта, ограниченной с двух сторон непроницаемыми породами, происходит двустороннее вытеснение нефти водой при плоскопараллельном потоке.

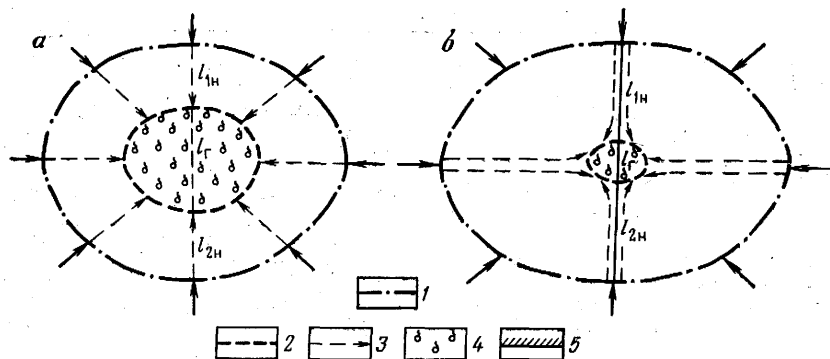


Рис. 80. Схема преобразования непрерывного нефтегазового прослоя при разработке залежи с условием сохранения ГНК неподвижными при плоскорадиальном вытеснении нефти:

a — в нефтяную полулинзу при $\frac{l_{\Gamma}}{l_{1H} + l_{2H}} > 25 \%$ и $\frac{V_{\Gamma}}{V_{\Gamma} + V_H} > 25 \%$, b — в непрерывную нефтяную часть при $\frac{l_{\Gamma}}{l_{1H} + l_{2H}} < 25 \%$ и $\frac{V_{\Gamma}}{V_{\Gamma} + V_H} < 25 \%$. 1 — контур нефтеносности зонального интервала; 2 — то же, газоносности; 3 — направление движения жидкости; 4 — газонасыщенная часть зонального интервала; 5 — линия выклинивания зонального интервала; l_{1H} и l_{2H} — длины нефтяной части зонального интервала; l_{Γ} — длина газовой части зонального интервала

Если отношение длины сечения газовой части прослоя к длине сечения нефтяной (сечение перпендикулярно к фронту вытеснения) будет существенно больше 25 %, площадь нефтяной части прослоя разбивается на четыре части. Части прослоя, имеющие два противоположных выхода к контуру поддержания давления, остаются непрерывными. Две другие части прослоя, изолированные друг от друга газовой шапкой и имеющие поэтому одностороннее поддержание пластового давления, преобразуются в нефтяные полулинзы. Если же это отношение менее 25 %, можно считать, что влияние газовой зоны на изменение направления потоков существенно не сказывается и практически вся нефтяная часть зонального интервала может считаться непрерывной (рис. 81).

Оценив прерывистость нефтяной части пласта, можно определить коэффициент охвата пласта процессом вытеснения нефти при заданной системе разработки. Потенциально возможный коэффициент охвата при водонапорном режиме определяется по формуле (VIII.13).

Для случая, когда непрерывная нефтяная часть нефтегазового прослоя при плоскорадиальном течении жидкости преобразуется в нефтяную полу-

линзу, потенциально возможный коэффициент охвата процессом вытеснения можно определить согласно формуле (VIII.13);

$$\lambda = \frac{V_{пл}}{2} \text{ при } V_n = 0.$$

$\bar{V}_{пл}$ состоит из объемов непрерывной нефтяной части нефтегазового прослая $\bar{V}_{н. н. ч. нг. п.}$, нефтяной части нефтегазовой полулинзы $\bar{V}_{н. ч. нг. пл}$ и нефтяной полулинзы $\bar{V}_{н. пл}$.

Если присутствуют непрерывные нефтяные прослои $\bar{V}_{н. н. п.}$, общий коэффициент охвата определяется по формуле

$$\lambda_{\infty} = \bar{V}_{н. н. п.} + \frac{\bar{V}_{н. н. ч. нг. п.} + \bar{V}_{н. ч. нг. пл} + \bar{V}_{н. пл.}}{2}. \quad (\text{VIII.15})$$

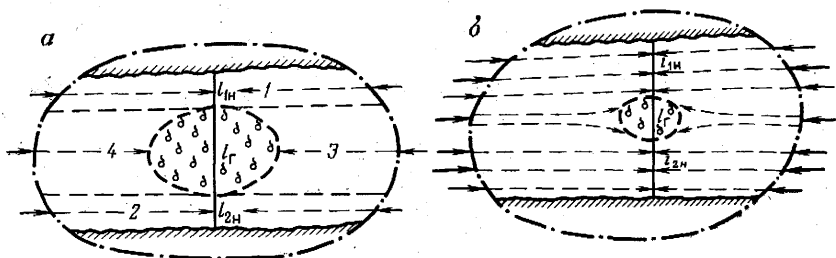


Рис. 81. Схема преобразования непрерывного нефтегазового прослая при разработке залежи с условием сохранения ГНК неподвижным при плоскопараллельном вытеснении нефти:

a — в непрерывные нефтяные части прослая и нефтяные полулинзы при $\frac{l_r}{l_{1н} + l_{2н}} > 25\%$ и $\frac{V_r}{V_r + V_n} > 25\%$; $б$ — в непрерывную нефтяную часть прослая при $\frac{l_r}{l_{1н} + l_{2н}} < 25\%$ и $\frac{V_r}{V_r + V_n} < 25\%$.

1, 2 — непрерывные нефтяные части; 3, 4 — полулинзы нефтяные. Остальные условные обозначения см. на рис. 80

Когда непрерывная нефтяная часть нефтегазового прослая при плоскопараллельном течении жидкости остается без изменения, потенциально возможный коэффициент охвата пласта процессом вытеснения определяется по формуле

$$\lambda_{\infty} = \bar{V}_{н. н. п.} + \bar{V}_{н. н. ч. нг. п.} + \frac{\bar{V}_{н. н. п.} + \bar{V}_{н. ч. нг. пл.}}{2}. \quad (\text{VIII.16})$$

Когда непрерывная нефтяная часть нефтегазового прослая при плоскопараллельном течении жидкости разбивается на две непрерывные нефтяные части $\bar{V}_{1(н. н. ч. нг. п.)}$; $\bar{V}_{2(н. н. ч. нг. п.)}$ и две нефтяные части нефтегазовых полулинз $\bar{V}_{1(н. ч. нг. пл.)}$; $\bar{V}_{2(н. ч. нг. пл.)}$, то рассматриваемый коэффициент определяется так

$$\lambda_{\infty} = \bar{V}_{н. нп} + \bar{V}_{1(н. н. ч. нг. п.)} + \bar{V}_{2(н. н. ч. нг. п.)} + \frac{\bar{V}_{н. пл} + \bar{V}_{1(н. ч. нг. пл.)} + \bar{V}_{2(н. ч. нг. пл.)}}{2}. \quad (\text{VIII.17})$$

При разработке залежи с искусственным разобщением нефтяной и газовой частей залежи — барьерном заводнении, нефтяная часть залежи, схематизированная в кольцо, подвергается напору с двух противоположных сторон: со стороны законтурной области и со стороны водяного барьера, образовавшегося на контуре газонасыщенности. В этом случае непрерывные нефтегазовые прослои преобразуются в непрерывные нефтяные части, так как вытеснение нефти будет двусторонним. Полулинзы нефтегазовые также преобразуются в непрерывные нефтяные части. Линзы нефтегазовые станут

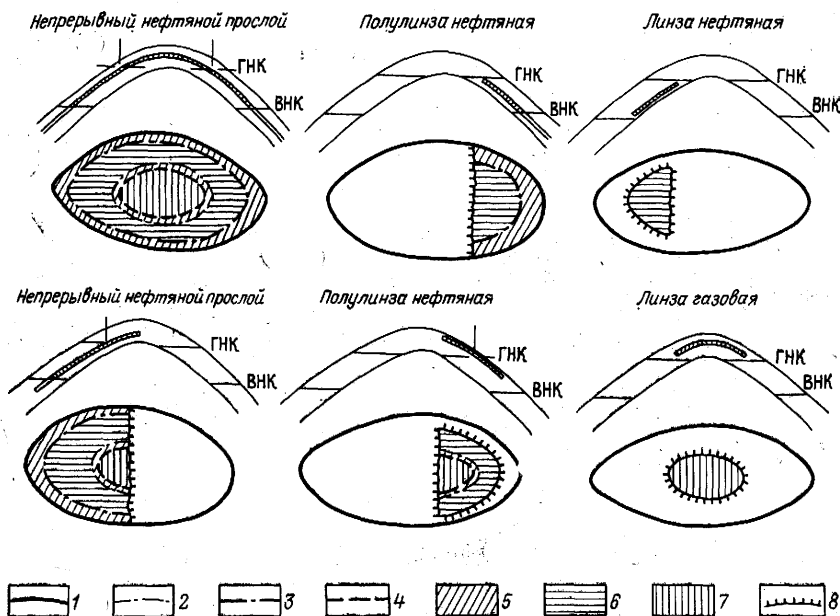


Рис. 82. Схема выделения элементов неоднородности прослоя при разработке нефтегазовой залежи с барьерным заводнением

1 и 2 — внешние контуры: нефтеносности и газонасыщенности продуктивного горизонта; 3 — контур нефтеносности зонального интервала; 4 — контур газонасыщенности зонального интервала; 5 — водонасыщенная; 6 — нефтенасыщенная; 7 — газонасыщенная; 8 — граница выклинивания коллекторов зонального интервала

полулинзами нефтяными, так как будут подвергаться одностороннему воздействию со стороны водяного барьера, возникшего по периметру газовой шапки. Полулинзы нефтяные и линзы нефтяные и газовые остаются без изменения (рис. 82).

Оценив прерывистость нефтяной части пласта, можно определить потенциально возможный коэффициент охвата процессом вытеснения нефтяной оторочки водой.

$$\lambda_{\infty} = V_{н. н. п.} + \bar{V}_{н. н. ч. нг. п.} + \bar{V}_{н. ч. нг. пл.} + \frac{\bar{V}_{н. пл.} + \bar{V}_{н. ч. нг. л.}}{2} \quad (\text{VIII.18})$$

Рассмотрим вопросы неоднородности продуктивных пластов на примере нефтегазовой залежи одного из месторождений Урало-Поволжья. Нефтегазовая залежь относится к пластовому сводовому типу. Газонасыщенный

объем составляет 25 % от общего объема продуктивного коллектора. Этаж газоносности больше мощности пласта. Залежь характеризуется наличием водонефтяной, нефтяной, нефтегазовой и газовой зон. Нефтяная оторочка относится к крыльевым типа А и состоит из надводной нефтяной, бесконтактной и подгазовой зон. По степени проявления активности законтурной области залежь относится к типу с активной краевой водой. Продуктивная пачка горизонта представлена переслаиванием пропластков глин и песчаников; литологическая характеристика которых непостоянна на площади. Изучение неоднородности проводилось по методике, изложенной выше. С этой целью по имевшимся фактическим материалам была проведена детальная корреляция (рис. 83).

На основании корреляции выделены 16 зональных интервалов. По каждому из них построены карты их распространения, на основании которых изучена неоднородность продуктивной части; выявлены количественные со-

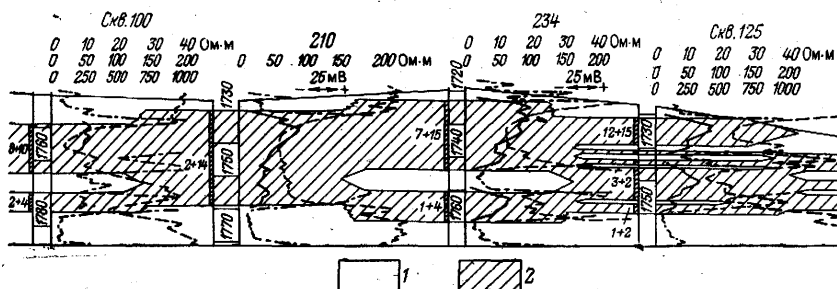


Рис. 83. Схема корреляции отложений продуктивного горизонта
1 — неколлектор; 2 — зональный интервал (коллектор)

отношения объемов линз, полулинз и непрерывных частей пласта не только для всей залежи в целом и для нефтяной и газовой частей отдельно, но и для каждой из зон, составляющих нефтегазовую залежь. Анализ данных показывает, что наибольший объем приходится на полулинзы нефтегазовые и нефтяные — 56,5 % от всего объема продуктивного коллектора, причем на нефтяную часть приходится 45 %, а на газовую 11,5 %. Доля непрерывных нефтегазовых прослоев пласта составляет 39,3 % от всего объема коллектора. Из этого объема на нефтяную часть приходится 33,3 %, а на газовую 6 %. Следует отметить, что непрерывные нефтяные части пласта отсутствуют.

При исследовании распространения неоднородного пласта по зонам было выявлено, что в нефтяной части залежи присутствуют все типы нефтяных линз: одно-, двух- и трехзональные; из нефтяных полулинз — двух- и трехзональные; из смешанного типа — все разновидности нефтегазовых полулинз (трех- и четырехзональные), из нефтегазовых линз — только два типа — линзы однозональные нефтегазовой зоны и двухзональные нефтяной и нефтегазовой зон. В газовой части залежи из газовых линз встречены только однозональные как газовой, так и нефтегазовой зоны.

Исходя из того, что бобринский горизонт характеризуется коэффициентами песчаности 0,78, расчлененности 3,05 и слияния 0,56, исследование неоднородности продуктивных коллекторов проводилось с учетом распределения ранее выделенных форм по зонам и характера насыщения их углеводородами.

Анализ данных показывает, что основной объем продуктивного коллектора (около 80 %) приходится на нефтяную и нефтегазовую зоны. В нефтяной оторочке горизонта основной объем нефти приходится на бесконтактную зону (51,79 % от ее объема).

Исследование карт зональных интервалов, построенных по рассматриваемому горизонту показало, что при разработке нефтегазовой залежи с использованием упругой энергии законтурной области и сохранением неподвижным газонефтяного контакта по каждому прослою происходит плоскорадиальное вытеснение нефти и отношение длин сечений газовой части и нефтяной в каждом прослое не превышает 25 %. Поэтому непрерывные нефтяные части нефтегазовых прослоев, полулинзы нефтяные и нефтегазовые остаются без изменения. В этих условиях потенциально возможный коэффициент охвата процессом вытеснения нефти водой из нефтяной оторочки составит 68,7 %.

§ 6. Оценка неоднородности пласта различными статистическими коэффициентами

6.1. Общие положения

Основными статистическими понятиями являются: частота, частость, накопленная частость, законы однородного и неоднородного распределений; таблицы распределения вероятностей; плотность распределения (аналитическое уравнение или график); графические изображения (полигоны, гistogramмы, кумулятивные кривые). К основным показателям, используемым при статистической обработке, относятся:

- 1) математическое ожидание $M\{x\}$;
- 2) дисперсия и стандартное отклонение $v\{x\}$ и $\sigma\{x\}$;
- 3) коэффициент вариации $V\{x\}$;
- 4) коэффициенты асимметрии и эксцесса S_k и E_x .

Для непрерывных случайных величин эти показатели определяются следующим образом:

$$M\{x\} = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x) dx; \quad (\text{VIII.19})$$

$$v\{x\} = \int_{-\infty}^{\infty} [1 - M\{\bar{x}\}]^2 f(x) dx; \quad (\text{VIII.20})$$

$$\sigma\{x\} = \sqrt{v\{x\}}; \quad (\text{VIII.21})$$

$$V\{x\} = \frac{\sigma\{x\}}{M\{x\}}; \quad (\text{VIII.22})$$

$$S_k = \frac{1}{\sigma^3\{x\}} \int_{-\infty}^{\infty} [x - M\{x\}]^3 f(x) dx; \quad (\text{VIII.23})$$

$$E_x = \frac{1}{\sigma^4\{x\}} \int_{-\infty}^{\infty} [x - M\{x\}]^4 f(x) dx, \quad (\text{VIII.24})$$

где x — любой рассматриваемый параметр; $f(x)$ — плотность его распределения.

Все названные величины являются числовыми характеристиками дифференциального закона распределения случайной величины. Кроме того, для характеристики используется энтропия — мера степени неопределенности $H(x)$ системы в теории информации

$$H\{x\} = - \sum_{k=1}^H P_k \lg P_k, \quad (\text{VIII.25})$$

где P_k — вероятность k -го интервала.

Исследования показали, что при заданном значении $V^2\{x\}$ величина приведенной энтропии определяется неоднозначно даже для одного и того же закона распределения и тем более — для различных законов. Таким образом, нельзя использовать для оценки степени неоднородности того или иного параметра только энтропию, так как последняя не является универсальным показателем неоднородности пласта и определяется неоднозначно.

Показатели неоднородности, выражаемые через энтропию, рекомендуются применять в комплексе с другими статистическими показателями. Нередко кроме показателей (VIII.19)—(VIII.25) находится и вид закона распределения. Наиболее часто используются следующие законы: нормальный, логнормальный, Максвелла, видоизмененный Максвелла, Пирсона и др. При сопоставлении параметров пользуются корреляционными связями, случайными функциями, многомерным анализом и т. п.

6.2. Методы количественной оценки неоднородности пласта на примере обработки данных по проницаемости

Количественная оценка степени неоднородности пласта осуществляется путем количественного определения степени неоднородности различных параметров пласта, среди которых следует отметить такие, как пористость, проницаемость, мощность, нефтенасыщенность продуктивного пласта и др.

Для надежного изучения неоднородности пласта необходимо иметь по исследуемым параметрам соответствующий объем исходных данных, который накапливается в виде первичного материала в процессе разведки и разработки месторождения.

Первичный материал определения признака по скважинам обрабатывается в соответствии с требованиями, изложенными в гл. IX.

Особенность обработки исходных данных с целью оценки неоднородности заключается в составлении ранжированных рядов признака. Например, при изучении неоднородности по проницаемости подготовка данных начинается с составления ранжированного ряда, куда вначале включают все имеющиеся определения, характеризующие те или иные интервалы разреза. В тот же ряд помещают величины эффективных толщин мощностей, интервалов, каждому из которых соответствует свое значение проницаемости. Затем устанавливают нижний предел проницаемости и из составленного ранжированного ряда исключают значения проницаемости, которые оказались меньше значения ее нижнего предела, и соответствующие им величины мощности интервалов разреза. Использование ранжированных рядов не позволяет без дополнительных расчетов определить закономерность изменения исследуемого параметра и затрудняет определение различных статистических показателей. Поэтому по оставшимся в ранжированном ряду значениям проницаемости составляется статистический ряд с учетом мощности пласта. Тогда при дальнейших исследованиях мы будем иметь дело не с каждым значением признака, а лишь с числом значений признака в пределах выбранных интервалов.

Известно, что статистическим рядом называется таблица, в которой записаны интервалы исследуемого признака, соответствующее число случаев в них (частота) и частость (отношение частоты к общему числу случаев во всех интервалах). На основании данных статистического ряда определяются основные статистические показатели и закон распределения. Последний можно описать как аналитически, так и в виде кумулятивной кривой. Для построения этой кривой находят величину накопленной частоты к концу каждого интервала. В последнем интервале накопленная частость равна единице. Поскольку кумулятивная кривая является интегральной, то при ее построении значения накопленных частостей откладывают на графике на конец каждого интервала. Построенную кривую используют для определения доли объема в любом интервале.

Для наглядности распределения проницаемости (или любого параметра) в заданных интервалах строят гистограммы. Для количественной характе-

Характеристика законов распределения

Таблица 16

Показатели	Законы распределения			
	Нормальный	Логнормальный	Видоизмененный Максвелла	Распределение Пирсона
Плотность распределения $f(x)$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\varepsilon)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} e^{-\frac{(\ln x - \ln \varepsilon)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{(x-a)}{x_0}} \sqrt{\frac{x-a}{x_0}}$	$\frac{\mu\nu}{\Gamma(\nu)} x^{\nu-1} e^{-\mu x}$
Закон распределения $F(x)$	$\frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{x-\varepsilon}{\sqrt{2\sigma}} \right]$	$\frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{\ln x - \ln \varepsilon}{\sqrt{2\sigma}} \right]$	$\operatorname{erf} \sqrt{\frac{x-a}{x_0}} \times$ $\times \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{x-a}{x_0}} \sqrt{\frac{x-a}{x_0}}$	$\frac{\Gamma(\nu) - \Gamma(\nu, \mu x)}{\Gamma(\nu)}$
Среднее значение $M(x)$	ε	$\varepsilon e^{\frac{\sigma^2}{2}}$	$\frac{3}{2} x_0 + a$	$\frac{\nu}{\mu}$
Дисперсия $\nu(x)$	σ^2	$\varepsilon^2 e^{2\sigma^2} (1 - e^{-\sigma^2})$	$1,5 x_0^2$	$\frac{\nu}{\mu^2}$
Стандартное отклонение $\sigma(x)$	σ	$\varepsilon e^{\sigma^2} \sqrt{1 - e^{-\sigma^2}}$	$1,204 x_0$	$\frac{1}{\mu} \sqrt{\nu}$
Коэффициент вариации $V(x)$	$\frac{\sigma}{\varepsilon}$	$\frac{\sigma^2}{e^2} \sqrt{1 - e^{-\sigma^2}}$	$\frac{1204}{15 + \frac{a}{x_0}}$	$\frac{1}{\nu}$
Параметры закона	ε, σ	ε, σ	x_0, a	μ, ν
Границы применения закона при исследовании физических параметров	$0 < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$a \geq 0$	$0 < x < \infty$
Границы изменения аргумента	$-\infty < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$-a < x < \infty$	$0 < x < \infty$

Примечание. Γ — гамма-функция.

ристики распределений различных параметров пласта используют статистические показатели (VIII.19) — (VIII.24).

Нередко для удобства сопоставления определяют и законы распределения. Характеристики наиболее используемых законов приведены в табл. 16.

Применение законов распределения вместо фактических распределений позволяет автоматизировать и упростить гидродинамические расчеты процессов вытеснения. При небольшом числе данных фактические распределения подчиняются многим из перечисленных законов, что может привести к неправильным толкованиям процесса вытеснения, и к необоснованным выводам при определении необходимого количества исходных данных, применении энтропии как меры неоднородности и т. п. Поэтому лучше выбирать те законы, которые используются при большом количестве данных.

При исследовании изменения различных параметров сталкиваются со случаями, когда интегральная совокупность составляется из нескольких распределений одного и того же закона. Такое распределение называется неоднородным.

Механизм разделения неоднородного распределения вероятностных значений исследуемых параметров рассмотрен подробно в ряде работ [Хальд А., 1956 г.; Вентцель Е. С., 1962 г.].

Для сокращения трудоемких работ при обработке исследуемых параметров с целью получения параметров закона применяется специальная вероятностная бумага. Она представляет собой некоторую координатную сетку, на которой по оси ординат отложены значения функции распределения рассматриваемого закона, выраженные через нормированную функцию распределения — накопленную частоту, а по оси абсцисс — значения конца интервала исследуемого параметра в масштабах рассматриваемого закона (т. е. для нормального закона — значение конца интервала, логнормального — логарифма конца интервала и т. п.).

При использовании вероятностной бумаги для установления параметров нормального закона и видоизмененного закона Максвелла необходимо помнить, что параметры пласта не могут быть отрицательными. Поэтому если на вероятностной бумаге точки накопленных частот группируются около прямой, которая пересекает ось абсцисс в отрицательной ее части, то надо считать, что данное распределение либо не подчиняется рассматриваемому закону, либо неоднородно.

В полученных после разделения однородных распределениях уточняют параметры закона для каждого из них (лучше с использованием вероятностной бумаги). Затем определяют статистические показатели как по каждому однородному распределению, так и по пласту в целом.

Статистические показатели фактического распределения (исходного статистического ряда) определяют обычным методом, например методом моментов:

$$M\{x\} = x_0 + \frac{\sum_{j=1}^P x'_j m_j}{\sum_{j=1}^P m_j} h; \quad (\text{VIII.26})$$

$$\sigma = h \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^P (x'_j)^2 m_j}{\sum_{j=1}^P m_j} - \left(\frac{\sum_{j=1}^P m_j x'_j}{\sum_{j=1}^P m_j} \right)^2};$$

$$j = 1, 2, \dots, P; \quad x'_j = \frac{x_j - x_0}{h}, \quad (\text{VIII.27})$$

где x_0, x_j — середины интервалов с максимальным числом случаев и j -го интервала соответственно; m_j — число случаев в j -м интервале; h — шаг, или емкость интервала; P — число интервалов в статистическом ряду.

При использовании этих формул емкость всех интервалов должна быть одинаковой. Сходимость фактического и теоретического распределений оценивается как имеющимися методами (критериями согласия), так и сходимость основных статистических показателей, определенных по формулам (VIII.26) — (VIII.27) и из табл. 16, и полученных фактических показателей для рассматриваемого закона распределения. Совпадение фактических и теоретических статистических показателей, а также плотностей распределения указывает на то, что параметры однородных распределений и их доли найдены правильно.

Если генеральная совокупность составляется из нескольких логнормальных распределений, взятых в соотношении $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_i$, где $\sum_{i=1}^k \alpha_i = 1$, то плотность такого распределения определится как

$$f(\ln x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \sum_{i=1}^k \frac{\alpha_i}{\sigma_i x_i} e^{-\left(\frac{\ln x - \ln x_i}{2\sigma_i^2}\right)^2}; \quad (\text{VIII.28})$$

$$\alpha_i = \frac{N_i}{N}, \quad (\text{VIII.29})$$

где N_i — число случаев в i -м распределении; N — общее число случаев всей совокупности.

Статистические показатели неоднородного логнормального распределения определяются по следующим формулам:

$$M\{x\} = \sum_{i=1}^k \alpha_i x_i e^{\frac{\sigma_i^2}{2}}; \quad (\text{VIII.30})$$

$$\sigma\{x\} = \sqrt{\sum_{i=1}^k \alpha_i x_i^2 e^{2\sigma_i^2} - [M\{x\}]^2}; \quad (\text{VIII.31})$$

$$F(\ln x) = \frac{1}{2} \left[1 + \sum_{i=1}^k \alpha_i \operatorname{erf} \frac{\ln x - \ln x_i}{\sqrt{2}\sigma_i} \right]; \quad (\text{VIII.32})$$

$$\operatorname{erf}(y) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^y e^{-t^2} dt. \quad (\text{VIII.33})$$

Величина $\operatorname{erf}(y)$ определяется по соответствующим таблицам, где

$$t = \frac{\ln x - \ln x_i}{\sqrt{2}\sigma_i}. \quad (\text{VIII.34})$$

Иногда для упрощения находят средние параметры закона распределения. Последние с большой долей условности можно использовать на стадии составления проекта опытной эксплуатации для приближенных расчетов добычных возможностей залежи.

Для логнормального закона средний показатель $\sigma \{\ln k_{np}\}$ определяется как

$$\sigma \{\ln k_{np}\} \cong 1,52 \sqrt{\lg (1 + V^2 \{k_{np}\})}, \quad (\text{VIII.35})$$

где $V\{k_{np}\}$ — коэффициент вариации распределения генеральной совокупности, проницаемости, определенный, например, по методу моментов (VIII.22) и (VIII.26).

Для расчетов технологических показателей разработки необходимо, с одной стороны, как можно полнее учесть характер течения пластовых жидкостей, а с другой — упростить применяемые методы. Поэтому различные авторы применяют несколько отличные способы обработки информации о проницаемости для расчетной модели. Одинаково представление пласта, вернее, потока фильтрующейся жидкости набором трубок тока, ограниченных мнимыми стенками из траекторий движущихся частиц. Все эти трубки работают одновременно и параллельно друг другу. Каждая из них имеет вполне определенное фильтрационное сопротивление, зависящее от геометрии этой трубки тока и проницаемости на отдельных ее участках.

Условимся средней эффективной проницаемостью трубки тока называть такую проницаемость, которой должна обладать трубка тока той же геометрической формы и тех же размеров, что и рассматриваемая, но однородная по проницаемости и пропускающая при одинаковом перепаде давления такое же, как и рассматриваемая трубка тока, количество жидкости. Поэтому в любой момент времени процесс фильтрации через любой реальный неоднородный пласт можно представить как течение через совокупность параллельно работающих трубок тока определенной геометрической формы и размеров, каждая из которых характеризуется своим значением эффективной проницаемости.

Поскольку в каждой трубке тока имеются участки с различными величинами проницаемости, то при усреднении в каждой трубке выпадут наиболее высокие и наиболее низкие значения проницаемости. Поэтому кривая распределения проницаемости по трубкам тока всегда будет уже спектра проницаемости пласта, построенного по всем имеющимся данным, следовательно, будут меньшими величина среднего значения проницаемости и показатель неоднородности (т. е. коэффициент вариации). Известно, что чем неоднороднее пласт, тем меньше будет коэффициент нефтеотдачи и тем больше при этом должно быть добыто воды. Поэтому если принимать при расчетах не распределение проницаемости по трубкам тока, а спектр проницаемости по объему пласта, то показатели разработки будут искусственно ухудшены против фактических.

Необходимо отметить, что между значениями пористости, начальной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения и проницаемости часто имеется статистическая зависимость. Это необходимо учитывать при расчетах, но при этом следует помнить, что средняя эффективная проницаемость того или иного участка пласта существенно зависит от направления движения жидкости, тогда как средние значения пористости и начальной нефтенасыщенности совершенно не зависят от этого направления.

Соображения теоретического характера и анализ разработки продуктивных пластов показали лучшее совпадение расчетных и фактических средних дебитов скважин при условии, что среднее расчетное значение проницаемости примерно равно значению определенному как

$$k_{np. \text{ ср}} = \frac{1}{2} \left[\frac{\sum_{i=1}^N k_{np. i}}{N} - \frac{N}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{k_{np. i}}} \right], \quad (\text{VIII.36})$$

где N — число случаев генеральной совокупности проницаемости; $k_{np. i}$ — i -е значение проницаемости.

Также необходимо заметить, что выбор числа трубок для установления параметров закона и расчетов показателей разработки по ним является одним из важных моментов. Исследования показали, что при условии принятия числа трубок равным 5 и 10 и при $\sigma\{\ln k_{np}\} > 0,5$ погрешность определения времени прорыва воды составляет более 100 %. При уменьшении числа трубок происходит искусственное завышение доли нефти в потоке и тем больше, чем неоднороднее пласт.

Описанная выше обработка данных о проницаемости пласта — самая емкая, по сравнению с обработкой других параметров пласта. Для всех остальных параметров пласта и пластовых жидкостей определяются лишь различные статистические показатели, и иногда параметры законов распределения.

Глава IX

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Общие положения

Числовые величины, характеризующие различные свойства залежей нефти и газа или процессов, протекающих в них при разработке, можно разделить на две группы: измеренные и вычисленные. К первой группе относятся результаты измерения или определения свойства (признака) в отдельных точках залежи, ко второй — результаты определенных вычислительных процедур, целью которых является распространение значений признака в отдельных точках на всю залежь или на значительную ее часть. Числовые величины второй группы, найденные как функции измеренных величин, принято называть параметрами.

Результаты измерений или определений называют равноточными, если они производятся одними и теми же или равноценными по точности приборами или методами, одинаковым числом измерений и в одинаковых условиях, а главное, — на объектах одного и того же рода. Для ряда равноточных результатов измерений в качестве вероятнейшего значения принимают среднее арифметическое:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (\text{IX.1})$$

где $\bar{x}$ — среднее арифметическое значение измеряемой величины; n — число измерений.

В практике обобщения геологических данных гораздо чаще приходится иметь дело с неравноточными измерениями, главным образом из-за изменчивости объекта изучения и сложности проведения наблюдений с одинаковой достоверностью. В таких условиях при вычислении вероятнейшего значения необходимо учитывать достоинство (вес) каждого измерения. Наилучшей весовой характеристикой q_i измерения является величина, обратная квадрату средней квадратической погрешности σ_{x_i} данного измерения:

$$q_i = \frac{1}{\sigma_{x_i}^2}.$$

Поскольку средняя квадратическая погрешность измерения чаще всего неизвестна, за вес принимают число измерений ($q_i = n_i$) или объем (участок) залежи, который данное измерение характеризует ($q_i = V_i$ или $q_i = f_i$).

В этом случае вероятнейшее значение вычисляется по формуле среднего взвешенного

$$x_{\text{взв}} = \frac{q_1 x_1 + q_2 x_2 + \dots + q_n x_n}{q_1 + q_2 + \dots + q_n} = \frac{\sum_{i=1}^n q_i x_i}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad (\text{IX.2})$$

Методики определения параметров вырабатываются с учетом специфики того или иного изучаемого свойства залежи. Общими при этом являются некоторые факторы, влияющие на выбор оптимальных способов осреднения:

— преимущественный вид информации о том или ином свойстве (например, определения по керну или промысловой геофизике) и ее достоверность в точках наблюдений;

— наличие или отсутствие систематических погрешностей метода определения свойства;

— необходимость дифференцированного вычисления параметра по различным зонам залежи (водонефтяные, чисто нефтяные, подгазовые и др.).

Методические особенности определения параметров залежей нефти и газа целесообразно рассматривать в последовательности, обусловленной характером поступления информации в процессе поисково-разведочных работ. Изучение керна, шлама, прямые наблюдения за бурением и промыслово-геофизические исследования уже в первых поисковых скважинах дают возможность установить тип коллектора, оценить его емкость, нефтенасыщенность и фильтрационные свойства. Анализ указанных свойств и их взаимосвязей позволяет выделить эффективные мощности в разрезах скважин. Накопление подобной информации по ряду скважин позволяет изучить характер распространения пласта и изменения его мощности по площади, что совместно с данными о структурном плане и о контактах нефти (газа) с водой и нефти с газом дает возможность определить объем, занимаемый нефтью (газом).

На основании обобщения результатов опробования и исследования скважин, отбора и изучения глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды можно судить о продуктивности, режиме залежи и ожидаемом коэффициенте извлечения нефти и газа.

Несмотря на существенные различия методик определения разных параметров залежей, сохраняется общая рациональная последовательность анализа и обработки исходных данных. Она включает такие элементы, как локализация результатов измерения или определения признака; отбраковка значений, не удовлетворяющих кондиционным пределам или недостоверных по качеству измерения; сопоставление результатов определения признака в одних и тех же точках разными методами и выбор наиболее предпочтительного; обоснование способа осреднения признака по объему залежи, т. е. методики расчета параметра.

§ 2. Методы определения предельных значений петрофизических свойств пород при подсчете запасов нефти и газа

При подсчете запасов нефти и газа объемным методом нефтегазонасыщенный и эффективный нефтегазонасыщенный объемы пустотного пространства пласта определяются с помощью предельных значений петрофизических свойств пород. При этом выделяют два предела, причем одни авторы называют их абсолютным и нижним, другие — физическим и технологическим. Второй вариант более соответствует физической сущности этих понятий. Поэтому при дальнейшем изложении приняты два последних термина.

Под физическим пределом понимают значения петрофизических свойств пород, начиная с которых в контуре залежи породы имеют нефтегазонасыщенность, отличную от нуля. Физический предел позволяет определять нефтегазонасыщенный объем пустотного пространства пласта и, таким образом, подсчитывать геологические запасы нефти и газа.

Под технологическим пределом понимают значения петрофизических свойств пород, начиная с которых они имеют такую нефтегазонасыщенность, при которой фазовая проницаемость для нефти или газа (при определенном режиме их вытеснения) становится больше нуля. Технологический предел позволяет определять эффективный нефтегазонасыщенный объем пустотного пространства пласта и, таким образом, подсчитывать дренируемые запасы нефти и газа при осуществляемом режиме вытеснения.

Физический предел обусловлен петрофизическими особенностями пород и физико-химическими свойствами насыщающих их флюидов. Технологический предел, кроме того, зависит от осуществляемой системы разработки залежи.

2.1. Методы определения физического предела петрофизических свойств пород

Для разделения пород на водонасыщенные и нефтегазонасыщенные, т. е. для определения физического предела петрофизических свойств пород, в настоящее время применяются два метода, которые основаны на использовании результатов лабораторного анализа керна, отобранного с применением нефилтрирующегося или фильтрующегося раствора.

1. Метод определения физического предела петрофизических свойств пород по результатам анализа керна, отобранного с применением нефилтрирующегося раствора [Дементьев Л. Ф., 1962 г.; Котяхов Ф. И., 1975]. Строят корреляционные зависимости между изучаемым параметром и содержанием связанной воды k_v или коэффициентом начальной нефтенасыщенности k_n (или газонасыщенности k_r) и при $k_{o.v.}=100\%$ или $k_n(k_r)=0$ определяют физический предел изучаемого параметра.

Использование косвенных методов определения связанной воды при применении данной методики допускается лишь в крайнем случае, при предварительной тарировке их по данным прямого метода хотя бы для аналогичных отложений на соседних залежах.

2. Метод определения физического предела петрофизических свойств пород по результатам анализа керна, отобранного с применением фильтрующегося раствора [Гомзиков В. К., Емельянов Н. Н., 1976]. Строят дифференциальные или интегральные кривые распределения изучаемого параметра раздельно для нефте- или газонасыщенных и водонасыщенных образцов керна.

Физический предел изучаемого параметра при этом по дифференциальным кривым распределения определяют по значению, которое делит площадь перекрытия этих кривых на равные части, а по интегральным кривым распределения вместо условия равенства площадей используют условия равенства накопленных частот (частостей) в зоне перекрытия кривых.

При лабораторных исследованиях керна, отобранного с применением водного раствора, для установления присутствия нефти в образцах при небольшом ее содержании необходимо применять колориметрический метод, а не весовой, так как из-за меньшей разрешающей способности весового метода в рассматриваемом случае можно получить ошибочные результаты.

При применении данного метода определения физического предела петрофизических свойств пород использовать результаты анализа керна, отобранного с применением фильтрующегося раствора на нефтяной основе, не рекомендуется, так как это может привести к ошибочным результатам из-за проникновения фильтрата раствора в микротрещины и наиболее крупные поры чисто водонасыщенных образцов керна.

2.2. Методы определения технологического предела петрофизических свойств пород

Для разделения нефте- и газонасыщенных пород на коллекторы и не-коллекторы, т. е. для определения технологического предела петрофизических свойств пород, в настоящее время существует довольно много методов, которые можно разделить на две группы.

К первой группе относятся методы, основанные на использовании только результатов лабораторных исследований керна, отобранного с применением нефилтующегося раствора.

Ко второй группе относятся методы, основанные на использовании результатов лабораторных исследований керна, отобранного с применением как филтующегося, так и нефилтующегося раствора, с привлечением данных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин.

К первой группе относятся следующие методы.

1. Метод определения технологического предела петрофизических свойств пород, основанный на использовании корреляционной зависимости между исследуемым параметром и эффективной проницаемостью [Ханин А. А., 1976]. По результатам специально поставленных опытов на различных образцах керна выводят корреляционную зависимость между исследуемым параметром и эффективной проницаемостью $k_{пр.эф}$ для нефти или газа, определенной при остаточной водонасыщенности исследуемых образцов керна. Принимая $k_{пр.эф} = 0$, находят технологический предел изучаемого параметра.

2. Метод определения технологического предела петрофизических свойств пород, основанный на использовании корреляционной зависимости между исследуемым параметром и влажностью [Котяхов Ф. И., 1975]. По результатам анализа керна строят кривую корреляционной зависимости между исследуемым параметром и влажностью; технологический предел изучаемого параметра находится по точке перегиба этой кривой, т. е. по точке максимального значения влажности.

3. Метод определения технологического предела петрофизических свойств пород по корреляционной зависимости между исследуемым параметром и коэффициентом вытеснения нефти [Багаутдинов А. К., 1970; Мартыничев О. Ф., 1970]. По результатам специально проведенных опытов на различных образцах керна с обязательным моделированием связанной воды и пластовых условий определяют коэффициент вытеснения нефти водой (или другим агентом). Затем выводят корреляционную зависимость между исследуемым параметром и коэффициентом вытеснения $k_{вт}$ и, принимая $k_{вт} = 0$, по данной зависимости определяют технологический предел изучаемого параметра.

Методы определения технологического предела, предложенные Г. Г. Яценко, А. В. Ручкиным (1975 г.) и В. П. Саниным (1976 г.), — разновидность первого метода, так как в основу их практически положен также коэффициент вытеснения, который выступает соответственно в виде произведения $k_{по}k_{вт}k_n$ или произведения $k_{вт}k_n$, где $k_{по}$ — коэффициент открытой пористости.

Определение $k_{вт}$ при использовании рассмотренных методов по результатам анализа керна не рекомендуется, так как процесс промывки керна фильтратом глинистого раствора существенно отличается от процесса вытеснения нефти водой. Кроме того, при определении остаточной нефтенасыщенности по результатам анализа керна в последнюю необходимо вводить поправку, учитывающую вытеснение нефти из керна за счет разгазирования ее при подъеме керна с забоя скважины на поверхность, что требует постановки экспериментов, аналогичных опытам по определению коэффициента вытеснения.

Рассмотренные методы определения технологического предела петрофизических свойств пород могут быть использованы в том случае, когда керн отбирается с применением нефилтующегося раствора, так как для этих

методов необходимы достоверные данные о содержании связанной воды для каждого образца керна.

Использование косвенных методов определения связанной воды, как отмечалось выше, возможно лишь в крайнем случае, при предварительной тарировке их по данным прямого метода хотя бы для аналогичных отложений на соседних залежах.

Ко второй группе методов определения технологического предела петрофизических свойств пород относятся следующие:

1. Метод определения технологического предела абсолютной проницаемости [Pirson S. J., 1958]. По данным гидродинамических исследований скважин (кривым восстановления давления) находят пропускную способность скважины ($k_{пр}h$), по данным промыслово-геофизических исследований определяют эффективную мощность исследуемого интервала пласта ($h_{эф}$) и по формуле

$$k_{пр. эф} = \frac{k_{пр}h}{h_{эф}}$$

рассчитывают эффективную проницаемость. По кернаграмме проницаемостей находят технологический предел абсолютной проницаемости таким образом, чтобы средняя абсолютная проницаемость исследуемого интервала была бы равна рассчитанной эффективной проницаемости.

2. Метод определения технологического предела открытой пористости и абсолютной проницаемости [Halgate M. M., 1960 г.]. По результатам анализа керна строят интегральные кривые распределения общей мощности исследуемого интервала пласта по открытой пористости $H(k_{по})$ или абсолютной проницаемости $H(k_{пр. а\beta c})$, по данным промыслово-геофизических исследований определяют эффективную нефте- или газонасыщенную мощность этого интервала $h_{эф}$ и графически по $H(k_{по})$ или $H(k_{пр. а\beta c})$ по известной величине $h_{эф}$ находят технологический предел $k_{по}$ или $k_{пр. а\beta c}$.

Данный метод может быть применен только в случае, когда имеется практически полный вынос керна из исследуемого интервала пласта и весь керн проанализирован, так как в противном случае по керну невозможно определить мощность пород, соответствующую тому или иному интервалу $k_{по}$ или $k_{пр. а\beta c}$ при построении кривых $H(k_{по})$ или $H(k_{пр. а\beta c})$.

3. Метод определения технологического предела петрофизических свойств пород, основанный на использовании корреляционной зависимости между исследуемым параметром и удельным коэффициентом продуктивности [Гомзилов В. К., Емельянов Н. Н., Кочетов М. Н., 1967 г.; Вендельштейн Б. Ю., Царев Н. В., 1969 г.]. Между исследуемым параметром, определенным по результатам анализа керна или данным промысловой геофизики, и удельным коэффициентом продуктивности ($q_{уд}$) этих интервалов по данным гидродинамических исследований (по индикаторным кривым) и промысловой геофизики выводят корреляционную зависимость и, принимая $q_{уд}=0$, т. е. фактически принимая равной нулю фазовую проницаемость для нефти или газа, по данной зависимости находят технологический предел изучаемого параметра.

При использовании этого метода в тех случаях, когда индикаторные линии представляют собой выпуклые кривые по отношению к оси дебитов, т. е. когда коэффициент продуктивности зависит от депрессии, удельный коэффициент продуктивности необходимо определять для той депрессии, при которой будет разрабатываться залежь.

Таким образом, рассмотренные методы определения предельных значений петрофизических свойств пород позволяют подсчитывать геологические запасы нефти и газа с учетом различной исходной информации. Эти методы дают возможность независимо определять эффективные нефте- и газонасыщенные объемы пластов для различных условий разработки залежей, что способствует более объективным данным при подсчете запасов нефти и газа объемным методом.

§ 3. Особенности определения параметров, характеризующих коллекторские свойства продуктивных пластов

При определении параметров, характеризующих коллекторские свойства пород, в общем случае последовательно решаются две основные задачи. Сначала по данным первичных измерений или определений вычисляются средние значения признака по разрезу скважины, а затем устанавливается параметр для залежи в целом или для некоторой ее части.

Определение значения признака в скважине возможно двумя разными способами. Первый способ заключается в том, что по сопоставлению результатов определения признака разными методами выбирается один наиболее предпочтительный и данные, полученные этим методом, используются для вычисления параметра.

Второй способ основан на разбиении всей совокупности прослоев-коллекторов в скважинах на некоторое небольшое число видов или типов, для которых затем по комплексу геолого-промысловых и промыслово-геофизических данных определяются диапазоны изменения коллекторских свойств и их средние значения. Задача определения свойства в конкретном прослое любой скважины сводится к отнесению его к тому или иному виду и решается с использованием определенных выработанных критериев. Ниже рассмотрим методические особенности определения коллекторских свойств двумя указанными способами.

Пористость (или в более широком смысле емкость) коллектора определяется по результатам лабораторных анализов кернов или по данным промыслово-геофизических исследований (см. гл. IV). Лабораторные определения дают наиболее точные оценки пористости, которые, однако, характеризуют лишь весьма ограниченный объем пласта. Кроме того, сплошной отбор керна достигается довольно редко, а отобранный керн анализируется выборочно через 25—30 см интервала разреза. Поэтому точная привязка керновых данных к разрезу скважины иногда бывает затруднительной.

Промыслово-геофизические исследования дают непрерывную кривую значений пористости во всех скважинах с качественным каротажем, но при этом данные о пористости менее точны, чем определяемые по керну. Основным источником погрешностей при этом — недостаточная обоснованность методики определения пористости или несоответствие ее геологическим особенностям данного пласта.

При выборе метода определения параметра пористости анализ и обработка имеющейся информации производится в такой последовательности:

- привязка результатов определения пористости по керну к разрезу скважин и отбраковка значений, не удовлетворяющих установленным пределам;

- анализ представительности имеющихся определений пористости;

- сопоставление лабораторных и геофизических определений пористости и выбор метода вычисления параметра.

Привязка лабораторных определений пористости к разрезу скважины осуществляется путем анализа изменения литологического состава пород в разрезе пласта по керну и комплексу промыслово-геофизических исследований (ИС, БКЗ, КМЗ, РК, кавернограмма). Сопоставляя последовательность смены литологических разностей пород, можно внести поправку в привязку керна к разрезу скважины. Все результаты лабораторных определений пористости перед осреднением должны быть проанализированы на наличие технических погрешностей измерения, в некоторых сомнительных случаях необходимо сделать контрольные измерения образцов. Аналогичный анализ должен быть произведен и с результатами определения пористости по промыслово-геофизическим данным.

Убедившись в отсутствии технических погрешностей определения пористости, приступают к анализу представительности имеющихся данных. При этом учитывается соотношение таких показателей, как общий объем определений пористости; число скважин, по которым имеются определения; рав-

номерность размещения таких скважин по площади залежи; процент выноса керна; число образцов из интервала отбора керна, приходящееся на 1 м мощности, и др.

Для получения объективной картины освещенности объема залежи определениями пористости все показатели изученности признака или наиболее существенные из них целесообразно представить графически, как это сделано на рис. 84.

Анализ рис. 84 позволяет оценить равномерность освещенности пласта определениями пористости с учетом выноса керна и других показателей изученности залежи. Полученные выводы можно использовать для корректирования дальнейшего процесса изучения залежи в части планирования отбора керна по разрезу и площади.

Если пласт достаточно полно охарактеризован керном, то среднее значение пористости рассчитывают по данным керна. В противном случае

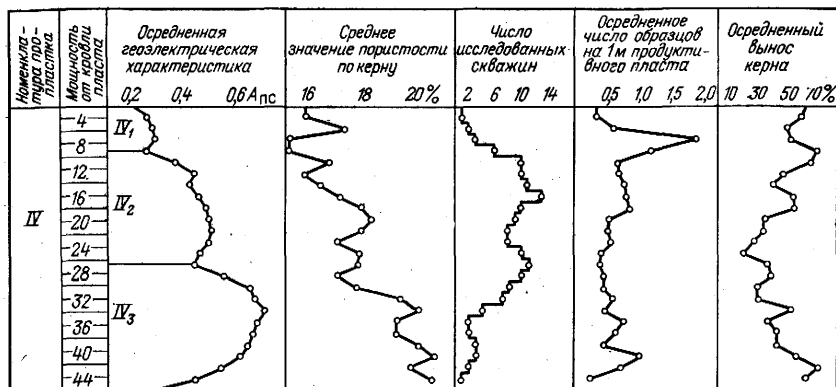


Рис. 84. Характеристика освещенности залежи определениями пористости (по З. Г. Борисенко, М. Н. Сосону)

используют данные геофизических методов исследования. При этом предварительно сопоставляют геофизические определения пористости с данными по керну в тех интервалах, где имеется представительный отбор керна. Такое сопоставление выполняется раздельно для нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта. В результате сопоставления выявляется степень расхождения в оценке пористости разными методами и его преимущественный знак, свидетельствующий о наличии систематической погрешности того или другого метода. Некоторое завышение результатов геофизических данных возможно в тех случаях, когда наблюдается разрушение в процессе бурения наиболее пористых разностей пород. Чтобы убедиться в наличии или отсутствии этого явления, следует провести дополнительный анализ процента выноса керна по методике, суть которой изложена в гл. XII. Если такой анализ покажет, что нет оснований считать пористость по керновым данным заниженной, то в результаты определения пористости геофизическими методами должны быть внесены соответствующие поправки.

В тех случаях, когда расхождения между лабораторными и геофизическими определениями пористости незначительны и нет оснований опасаться систематических погрешностей, предпочтителен метод, дающий наиболее полную характеристику залежи по изменчивости пористости. Наилучшим критерием для выбора метода может быть величина относительной средней квадратической погрешности среднего значения пористости, установленной с учетом характера ее изменчивости и особенностей вычислений.

Среднее значение пористости вычисляется в следующем порядке. Сначала по формуле (IX.2) находят среднее взвешенное значение пористости по разрезу скважин. В качестве весов в этом случае берут значения мощности геофизически однородных интервалов пласта. Интервалы разреза с пористостью ниже предельных значений в расчет не идут. При определении пористости по лабораторным исследованиям зерна значение ее в геофизически однородном интервале пласта чаще всего вычисляется как среднее арифметическое, а средняя пористость по скважине — как средняя взвешенная по интервалам мощности, как в предыдущем случае. Если пористость, определенная по керну, мало изменяется по разрезу пласта (разница значений пористости в соседних интервалах невелика), то взвешивание по мощности в этом случае излишне, достаточно вычислить среднюю арифметическую величину. Значения пористости, меньшие нижнего предела, должны исключаться из расчета среднего, но при этом обязательно должна исключаться часть мощности пласта. Если каротажная характеристика не позволяет выделить мощность с некондиционной пористостью, то и при расчете пористости следует учитывать все образцы во избежание завышения среднего.

Средняя (взвешенная и арифметическая) пористость по скважинам определяется раздельно для нефте- и водонасыщенной частей пласта.

Осреднение пористости по площади залежи в зависимости от изменчивости ее средних значений по скважинам и числа скважин с определениями этого свойства производится разными способами. При существенной изменчивости необходимо строить карты пористости. Высота сечения такой карты должна выбираться в соответствии с рекомендациями гл. VII. Параметр пористости вычисляется по формуле (IX.2), где в качестве весов берутся площади элементарных полей карты.

В тех случаях, когда средняя пористость в скважинах изменяется по площади незначительно, строить карту нет необходимости, достаточно ограничиться средней арифметической величиной пористости, вычисленной по средним значениям этого признака в скважинах.

Если по каким-либо причинам пористость должна определяться по лабораторным данным, а процент выноса зерна по скважинам резко различен и отбор его произведен из разных частей пласта, то в этих случаях параметр пористости следует вычислять по формуле (IX.2), а в качестве весов надо использовать число измерений пористости в скважине.

В методике определения нефтенасыщенности много общего с методикой определения пористости, но вместе с тем имеется ряд особенностей, обусловленных характером распределения этого признака в залежи и условиями измерения его величины. В настоящее время прямым методом определения нефтенасыщенности принято считать расчет величины этого признака по остаточной водонасыщенности, установленной на кернах, полученных при бурении скважин на безводном растворе. Другие методы определения нефтенасыщенности: по геофизическим данным или по лабораторным исследованиям связанной воды способами капиллярного давления, центрифугирования, капиллярного впитывания, испарения, хлоридным и др. — являются косвенными, и при их применении необходим тщательный учет всех факторов, влияющих на качество результатов.

Поскольку информация о нефтенасыщенности кернов, выбуренных при безводном растворе, из-за сложности метода может рассматриваться только как эталонная или контрольная, важное значение имеет сопоставление данных этого метода с результатами косвенных определений, полученных по тем же скважинам. Так, по данным В. П. Санина (1978 г.), в неоднородных коллекторах Западной Сибири, Мангышлака, Башкирии и некоторых других районов наиболее близкое совпадение нефтенасыщенностей, определенных прямыми и косвенными методами, наблюдается при значениях ее более 50 % и высокой проницаемости. В мелкопористых и слабопроницаемых коллекторах косвенные методы могут дать завышенные значения. То же самое можно сказать о тонкослоистых коллекторах, для которых прямой метод показывает более высокое содержание остаточной воды, чем косвен-

ные. Подобное сопоставление при тщательном его выполнении позволяет сделать важные выводы о правомерности применения тех или иных методов определения нефтенасыщенности в разных частях разреза или даже в разных частях одной достаточно крупной залежи.

При определении нефтенасыщенности по геофизическим данным сначала вычисляют среднюю взвешенную по мощности величину ее в каждой скважине. Дальнейший расчет параметра производят в зависимости от характера изменчивости его по залежи. Если значения средней взвешенной нефтенасыщенности в скважинах мало отличаются друг от друга или в их изменении нет определенных закономерностей, то параметр нефтенасыщенности вычисляют как среднюю арифметическую величину из значений ее в скважинах.

При наличии закономерных изменений по площади строят карты нефтенасыщенности, а параметр определяют как среднюю взвешенную по площади величину. Если на залежи имеются обширные водонефтяные зоны, то среднюю взвешенную нефтенасыщенность необходимо определять отдельно для чисто нефтяной и водонефтяной зон.

Коэффициент вытеснения тесно связан с нефтенасыщенностью, он имеет большое значение для оценки продуктивности и определения коэффициента нефтеизвлечения. Теоретически величина коэффициента вытеснения может быть оценена по формуле (IV.13). Однако такая оценка будет приближенной, если не учитывать реальные условия фильтрации жидкости при разработке. Поэтому на практике величину коэффициента вытеснения определяют по данным лабораторных исследований кернов с соблюдением условий подобия вытесняемой и вытесняющей жидкостей, времени прокачки воды и т. д. (см. § 1 гл. IV).

Из-за трудоемкости анализов число определений коэффициента вытеснения бывает обычно ограниченным и даже на крупных залежах редко превышает 20—50. Для оценки этого параметра берут среднюю арифметическую величину по данным всех качественно выполненных анализов.

При определении коэффициента вытеснения на стадии проектирования технологической схемы разработки такое число определений коэффициента вытеснения обеспечивает практически достаточную достоверность параметра. На стадии составления проекта разработки желательно иметь более надежную оценку коэффициента вытеснения, а главное, — более дифференцированную по отдельным прослоям или зонам эксплуатационного объекта. Для этого при наличии благоприятных условий можно воспользоваться косвенными методами определения коэффициента вытеснения по другим признакам, определяемым в массовом порядке с использованием соответствующих статистических зависимостей. Так, Ф. С. Акбашев, Л. Ф. Дементьев, В. П. Санин [Акбашев Ф. С., Дементьев Л. Ф., Санин В. П., 1973] предлагают использовать связь между коэффициентом вытеснения $k_{вт}$ и показателем P_k , являющимся обобщенной характеристикой фильтрационно-емкостных свойств породы и определяемым по формуле

$$P_k = k_p \lg k_{пр}, \quad (IX.3)$$

где k_p и $k_{пр}$ — соответственно коэффициенты пористости и проницаемости.

Связь $k_{вт}$ с P_k более тесная, чем с k_p и $k_{пр}$ в отдельности. Так, для Тетерево-Мортымбинского месторождения

$$k_{вт} = 0,4838 + 0,0039 P_k - 0,000\,015 P_k^2,$$

а для Трехозерного

$$k_{вт} = 0,324 + 0,0085 P_k - 0,000\,41 P_k^2.$$

В первом случае корреляционное отношение $\eta=0,85$ при среднем квадратическом отклонении $\sigma=0,03$; во втором — $\eta=0,90$ при $\sigma=0,04$. Как видим, связь между этими показателями довольно тесная, и ее можно использовать для определения $k_{вт}$ всех образцов, по которым определены

пористость и проницаемость. Такой подход позволяет, во-первых, получить более представительную выборку определений $k_{вт}$, во-вторых, при наличии большого объема керновых данных дифференцировать $k_{вт}$ по отдельным пропласткам залежи, по разным зонам подсчета запасов и т. д.

В зависимости от характера изменчивости $k_{вт}$ по залежи среднее значение этого параметра можно определять теми же приемами, что и пористость.

Проницаемость — один из наиболее изменчивых признаков продуктивных пластов, причем характеристики наблюдаемой изменчивости существенно зависят от метода определения этого свойства в отдельных точках. Наибольшей изменчивостью характеризуются величины проницаемости, определенные по данным лабораторных исследований кернов, на втором месте по изменчивости стоят результаты определений проницаемости по промыслово-геофизическим данным и на третьем — по данным гидродинамических исследований скважин (по кривым восстановления давления, или по коэффициентам продуктивности). Погрешности точечных определений проницаемости для трех названных методов распределяются в обратном порядке.

Проницаемость как параметр не используется непосредственно для подсчета запасов объемным методом, однако знание ее необходимо для оценки коэффициента нефтеизвлечения и расчета технологических показателей разработки.

Высокая изменчивость проницаемости по разрезу и площади во многих случаях делают бессмысленным применение строгих методов расчета этого параметра с построением карт и взвешиванием по ним. По данным разведки проницаемость определяют чаще всего как среднюю арифметическую величину по всем определениям за вычетом некондиционных значений. При этом все имеющиеся данные предварительно обрабатывают в той же последовательности, как это изложено выше на примере пористости.

В некоторых пособиях по проектированию разработки [Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В., 1976] рекомендуется при обработке исходных данных строить статистический ряд проницаемости (см. гл. VIII), т. е. распределение всех имеющихся определений этого признака, исключая значения, которые оказались меньше нижнего предела, по определенным интервалам, например через $5 \cdot 10^{-14}$ м². Такой ряд облегчает расчеты средних значений проницаемости, средних квадратических отклонений и других характеристик законов распределения.

При обработке данных о проницаемости, полученных по большому массиву скважин, что бывает на стадии составления проекта разработки или анализа этого процесса, иногда целесообразно строить карты-схемы этого признака, задавшись каким-нибудь интервалом его изменения. С помощью таких карт появляется возможность характеризовать изменчивость проницаемости по отдельным пропласткам или участкам залежи. Кроме того, по ним можно получать приближенные средние взвешенные по площади значения проницаемости.

В практике изучения свойств залежей нефти и газа нередко такая ситуация, когда несмотря на большое число скважин (разведочных и разработочных) возникают затруднения с определением коллекторских свойств и особенно характеристики их изменчивости по площади и разрезу. Чаще всего это бывает на старых месторождениях, при разведке которых керн отбирался в недостаточном объеме, а комплекс промыслово-геофизических исследований неодинаков по скважинам, что не позволяет выбрать какой-нибудь один достаточно надежный метод определения коллекторских свойств.

В этих условиях единственным способом получения информации о пористости, нефтенасыщенности, а иногда и о некоторых других свойствах по всем или по значительному большинству скважин является группирование пород-коллекторов в сравнительно небольшое число сходных по свойствам видов (или типов), которые характеризуются довольно узкими интервалами изменения коллекторских свойств.

Так, в Нижнем Поволжье получила распространение методика определения пористости и нефтегазонасыщенности на основе видовой классификации коллекторов И. Е. Эйдмана, согласно которой при пересчете запасов нефти и газа пласта Б₁ Жирновско-Бахметьевского месторождения было установлено четыре вида песчаников [Загоруйко А. А., Михайлова С. Е., Фурсов А. Я., 1966 г.].

К I виду отнесены наиболее однородные по составу песчаники с содержанием фракции 0,25—0,1 мм до 95 %. Пористость песчаников этого вида колеблется от 23 до 30 %; нефтегазонасыщенность от 0,86 до 0,95; проницаемость свыше $1 \cdot 10^{-12}$ м². В водоносной части пласта удельное сопротивление таких песчаников колеблется от 0,3 до 0,8 Ом·м, а в продуктивной от 350 до 3000 Ом·м. Зона инфильтрации отсутствует, на микрозондах отмечаются отрицательные приращения, кривая ПС слабо дифференцирована, на кривой ГК — пониженные значения.

Песчаники II вида менее однородны, фракции 0,25—0,1 мм в них содержатся в среднем 82 %, а фракции менее 0,01 мм до 6,2 %. Пористость песчаников изменяется от 17 до 25 %; нефтегазонасыщенность от 0,75 до 0,92; проницаемость от $n \cdot 10^{-14}$ до $n \cdot 10^{-13}$ м². На каротажных диаграммах против песчаников II вида фиксируется зона проникновения ограниченных размеров; ПС и ГК характеризуются глубокими минимумами; удельные сопротивления в водоносной части 0,6—1,5 Ом·м, в продуктивной 50—350 Ом·м.

Песчаники III вида обладают пониженными коллекторскими свойствами. Они характеризуются глубоким и предельно глубоким проникновением и подразделяются на подвиды IIIa и IIIб. Подвид IIIa в водоносных пластах имеет удельное сопротивление от 10 до 50 Ом·м, а в продуктивных от 15 до 200 Ом·м. Кривые ПС, ГК и НГК аналогичны кривым против водоносных пластов. Пористость песчаников этого подвида изменяется от 8 до 15 %, нефтегазонасыщенность от 0,6 до 0,8. Песчаники подвида IIIб низкопористые и плотные, их пористость не более 10 %. Как правило, эти песчаники непроницаемые и при определении эффективного объема не учитываются.

Песчаники IV вида глинистые, с равномерным распределением глинистого материала. Они подразделяются на подвиды IVa и IVб. К продуктивным разностям отнесен подвид IVa. Для него характерны ограниченная зона инфильтрации, повышенные ПС и ГК, низкие удельные сопротивления в продуктивной части пласта. Пористость изменяется от 12 до 18 %, нефтегазонасыщенность от 0,45 до 0,65. Песчаники подвида IVб сильноглинистые и в эффективную мощность не включаются.

В разрезе пласта Б₁ выделены I, II виды и подвид IVa на Жирновской площади и I, II виды и подвиды IIIa, IVa на Бахметьевской.

Для более точной оценки пористости и нефтегазонасыщенности установленных видов использованы определения этих свойств по пласту Б₁. Для характеристики видов по пористости, кроме небольшого количества керновых данных, привлекались результаты определения этого признака по геофизическим данным в некоторых интервалах пласта. Наиболее надежные

Таблица 17

Сопоставление средних значений пористости

Вид коллектора	Пористость по БКЗ			Пористость по кернам		
	Число определений	Интервалы изменения, %	Средняя, %	Число определений	Интервалы изменения, %	Средняя, %
I	4	22—29	26,5	6	25—31	27,5
II	47	17—26	21,5	10	19—25	21,3
IVa	7	11—18	14,5	7	11—19	13,5

результаты определения пористости дает метод БКЗ для водоносных пластов. Поэтому по законтурным скважинам пласта Б₁ в каждом прослое, относенном к тому или иному виду, было получено значение пористости по отношению к сопротивлению. К этим же прослоям привязаны керновые определения этого свойства. В табл. 17 сопоставляются средние значения пористости для видов коллектора по БКЗ и кернам.

Как видно из табл. 17, между геофизическими и керновыми данными нет систематических расхождений, а сами средние отличаются не более чем на 1 %.

При обосновании средней пористости коллекторов I вида помимо результатов определений по БКЗ использованы и анализы кернов из продуктивных скважин. Среднее значение пористости по совместным данным составляет 27 %. В продуктивных скважинах II вид и подвид IVa охарактеризованы лишь единичными образцами, поэтому средняя пористость в них получена по методу БКЗ и составляет соответственно 21,5 и 14,5 %.

Возможные отклонения средних значений пористости в видах характеризуются доверительными интервалами:

$$I = \left(\bar{k}_n - t_p \sqrt{\frac{\sigma_{\text{кп}}^2}{n}}; \bar{k}_n + t_p \sqrt{\frac{\sigma_{\text{кп}}^2}{n}} \right),$$

где $\bar{k}_n$ — среднее арифметическое значение пористости для вида; $\sigma_{\text{кп}}^2$ — дисперсия внутри вида; n — число определений, использованных для вычисления среднего t_p — коэффициент, зависящий от принятой доверительной вероятности $P=0,7$ и числа степеней свободы $r=n-1$.

Доверительные интервалы средней пористости каждого вида коллектора приведены в табл. 18.

Таблица 18

Доверительные интервалы средней пористости

Вид коллектора	Число определений n	$\bar{k}_n$, %	Дисперсия σ^2 , %	Среднее квадратическое отклонение σ , %	Доверительные интервалы I , при $p=0,7$
I	10	27,0	8,0	2,84	26; 28
II	47	21,6	4,1	2,01	21,3; 21,9
IVa	7	14,5	6,0	2,46	13,5; 15,5

Как видно из табл. 18, среднее значение пористости для видов определено с различной достоверностью. Наиболее надежно оно вычислено для II вида. Для I вида и подвида IVa k_n может существенно отличаться от математического ожидания $M\{k_n\}$. Объемы пород, относимых к тому или иному виду, неодинаковы, поэтому для оценки точности определения пористости в каждой скважине необходимо учитывать отклонения элементарных прослоев дифференцированно по видам.

Погрешность определения пористости единичного прослоя по видовым признакам с вероятностью 0,7 равна среднему квадратическому отклонению σ значений признака в каждом виде. Учитывая малое количество данных для вычисления средней пористости I вида и подвида IVa, фактические значения σ в соответствии со способом Стьюдента необходимо умножить на коэффициент t_p .

При $P=0,7$ t_p для I вида равен 1,1, а для подвида IVa 1, 13. В таком случае погрешность определения пористости отдельного прослоя $m_{\text{кп}}$ в I виде будет равна $\pm 1,3$ %; во II виде примерно ± 2 % и в подвиде IVa приблизительно 2,8 %.

Относительные погрешности определения пористости таких прослоев составляют соответственно $\pm 11,5$; $\pm 9,7$ и $\pm 19,1$ %. Таким образом, относительная погрешность определения пористости отдельного прослоя для I и II видов соизмерима с точностью метода БКЗ (± 10 %), а для подвида IVa значительно больше.

Комплексное использование геофизических данных в видовой классификации обеспечивает устойчивость количественных значений коллекторских свойств внутри видов, поскольку прослои группируются в виды не механически; эта группировка базируется на объективных связях литолого-физических параметров пород и их геофизических характеристик. Отдельные локальные изменения физических свойств коллекторов (например, уменьшение пористости и проницаемости на некоторых участках законтурной зоны вследствие изменения состава и типа цемента) сказываются на отнесении прослоя к тому или иному виду, тогда как средние значения признака в виде при достаточном числе определений изменяются незначительно. Когда законтурная зона резко отличается по коллекторским свойствам от продуктивной части пласта, применять для вычисления пористости видов только данные БКЗ затруднительно, так как высокопористые прослои не будут охарактеризованы (в законтурной зоне будут только низкопористые виды коллекторов). В таких случаях виды следует обосновывать по кернам из продуктивных скважин.

Пласт B_1 характеризуется литологической однородностью. Гранулометрический состав, количество и тип цемента в песчаниках одного вида одинаковы для законтурной и внутриконтурной зон.

В законтурных скважинах встречаются те же виды коллекторов, что и в продуктивных. Все это позволяет написать средние значения пористости в видах, определенные по ограниченному числу пересечений, соответствующих прослоям, выделенным во всех скважинах пласта.

Нефтегазонасыщенность в скважинах пласта B_1 определена через величину параметра нефтегазонасыщения P_n (см. § 2 гл. IV).

Необходимые при этом значения удельного сопротивления продуктивных пластов $\rho_{\text{пл}}$ определяли по БКЗ в каждом прослое, а для обоснования величина удельного сопротивления пласта при полном водонасыщении $\rho_{\text{вп}}$ использовали видовую классификацию коллекторов.

Для каждого из видов в законтурных скважинах были найдены средние значения удельного сопротивления по БКЗ. Величина $\rho_{\text{вп}}$ для I вида равна $0,57 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ для II вида $1,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а для подвида IVa $2,06 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Дифференцированное определение $\rho_{\text{вп}}$ по видам позволило получить более точные оценки нефтенасыщенности в каждом геофизически однородном интервале пласта.

Вычисление параметров при условии группирования коллекторов может производиться по-разному. В приведенном выше примере пористость и нефтенасыщенность в каждой скважине определялись как средние взвешенные по мощности каждого вида, выделенного в скважине. По этим данным были построены карты пористости и нефтенасыщенности, по которым были вычислены средние взвешенные по площади значения этих параметров.

Возможен и другой прием осреднения. Перемножив значения пористости, нефтенасыщенности и мощности интервала того или иного вида, получают комплексную величину, характеризующую удельные запасы. Суммируя запасы в интервалах коллекторов разных видов, находят значения запасов в скважинах. Далее обычным методом строят карту удельных запасов и по ней подсчитывают запасы залежи в целом или отдельных ее участков.

Аналогичный способ группирования коллекторов применялся при подсчете запасов газовых залежей в сеноманских отложениях Западной Сибири [Масленников В. В., Ханнанов З. Д., 1978 г.]. Типы коллекторов выделялись по комплексу промыслово-геофизических данных, газогидродинамических исследований и анализа керна. Выделено пять типов коллекторов, для которых определены свои средние значения параметров, которые затем взвешивались по объему каждого типа. Этот способ позволил точнее оценить параметры коллекторских свойств и подсчитать запасы газа.

§ 4. Особенности определения параметров, характеризующих физические свойства нефти

Параметры, характеризующие физические свойства нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент, давление насыщения, газовый фактор), используются как при подсчете запасов, так и при проектировании разработки. Наиболее надежные данные о физических свойствах нефти получаются по результатам исследования глубинных проб. Если плотность нефти определена по глубинным пробам и соответствует пластовым условиям, то в этом случае при подсчете запасов пересчетный коэффициент (величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти) не учитывается.

При отсутствии глубинных проб плотность нефти определяют по поверхностным пробам (при стандартных условиях на поверхности), а объемный коэффициент — косвенным путем по данным фракционного состава растворенного в нефти газа.

Если изменчивость физических свойств нефти в залежи незначительна, то параметры, характеризующие эти свойства, рассчитывают как средние арифметические значения по данным всех качественно отобранных и проанализированных проб. Однако чаще физические свойства нефти, например плотность или вязкость, изменяются в пределах залежи под влиянием различных геологических факторов. Так, в залежах с обширными водонефтяными зонами плотность нефти в приконтанной части более высокая, что объясняется процессами окисления нефти на контакте с пластовой водой.

Следовательно, выявление изменчивости физических свойств нефти в залежи — один из важнейших моментов при обработке имеющихся исходных данных перед определением параметров. При этом используют некоторые методические приемы систематизации и обработки информации.

В некоторых залежах со значительным этажом нефтеносности наблюдается закономерное изменение физических свойств нефти с глубиной. На рис. 85 показан характер изменения этих свойств, определенных по результатам анализа глубинных проб массивной залежи нефти в карбонатных коллекторах. При этом видно, что объемный коэффициент, газовый фактор и давление насыщения с глубиной уменьшаются, а плотность и вязкость возрастают.

Эти графики можно использовать для определения средних взвешенных по объему залежи значений параметров. Для этого выбирают абсолютную отметку, на уровне которой условная горизонтальная плоскость делит объем залежи примерно поровну. Параметры физических свойств нефти, взятые по графикам рис. 85 на уровне данной отметки, будут достаточно близкими к средним взвешенным по объему.

В пластовых залежах небольшой высоты из-за общего относительно высокого фона изменчивости иногда трудно установить наличие закономерности в изменении свойств нефти. В этих случаях для того чтобы убедиться в наличии таких закономерностей, целесообразно провести на некоторых типичных залежах специальные геолого-статистические исследования. Примером таких исследований может служить анализ изменчивости плотности дегазированной нефти бобриковской залежи Коробковского месторождения Волгоградской области.

Залежь нефти в этом горизонте приурочена к пологой брахиантиклинали с углами падения на крыльях от 1 до 3°. Пласт сложен песчаниками и алевролитами, иногда переходящими в глины. Число прослоев песчаников в скважинах изменяется от 1 до 5—7. Пористость, по керновым данным, колеблется от 8—10 до 29 %, а проницаемость — от $n \cdot 10^{-15}$ до $n \cdot 10^{-12}$ м².

Чтобы избежать влияния процесса разработки на изменчивость физических свойств нефти (в данном случае плотности, определенной по поверхностным пробам), для анализа взяты данные за 1959—1960 гг., т. е. на начало разработки.

Влияние отдельных факторов или их совокупности на характер изменчивости признака может быть исследовано с помощью многофакторного дисперсионного анализа, который позволяет разложить общую дисперсию

признака на дисперсии, обусловленные влиянием учитываемых факторов, и остаточную дисперсию или случайную, зависящую от неучтенных причин. Было проанализировано влияние трех факторов: сезонности отбора пробы (А), литолого-физических свойств коллекторов (В) и гипсометрии интер-

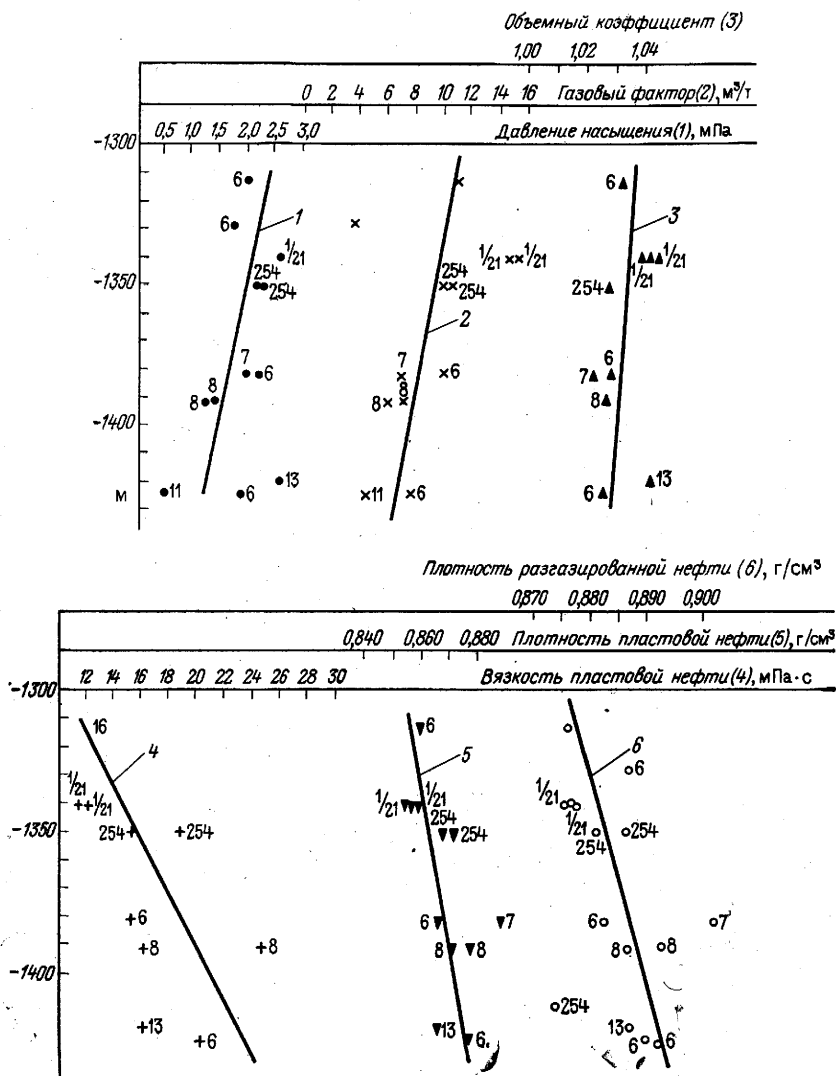


Рис. 85. Характер изменения физических свойств нефти с глубиной (у точек указаны номера скважин, в которых отбирались пробы)

валов отбора пробы (С). По каждому фактору выделено еще несколько групп. По фактору А — три группы в соответствии со временем года, поскольку визуально было замечено некоторое увеличение значений плотности в пробах, отбираемых в жаркие месяцы. В группу А₁ отнесены данные

анализов проб, отобранных в I, II, III и XII месяцах года, в группу A_2 — анализы IV, V, X, XI и в группу A_3 — VI, VII, VIII и IX месяцев.

По фактору В выделены шесть участков: B_4 , B_5 и B_6 представляют лучшие по коллекторским свойствам части залежи с эффективной мощностью около 20 м и более; на участках B_1 и B_3 мощности изменяются от 5 до 15 м, коллекторские свойства соответственно хуже, чем на участках первой группы. Участок B_2 занимает промежуточное положение, мощности на нем изменяются от 15 до 20 м, коллекторские свойства характеризуются значениями, близкими к средним по залежи.

И, наконец, по фактору С все данные замеров плотности разделены на две группы C_1 и C_2 в зависимости от гипсометрии интервалов перфорации скважин, с которых отобраны пробы нефти. Схема распределения скважин, из которых отбирались пробы, показана на рис. 86.

Все данные анализов были необходимым образом систематизированы и обработаны по схеме дисперсионного анализа трехфакторного неравноточного комплекса [Дементьев Л. Ф., 1966], в результате чего общая дисперсия признака разделяется на дисперсию по факторам и остаточную.

Сущность дисперсионного анализа состоит в проверке гипотезы о несущественности расхождений между сравниваемыми дисперсиями.

Рис. 86. Схема размещения скважин с отборами проб для определения плотности нефти

1 — скважины; 2 — границы участков с разными литолого-физическими свойствами коллекторов; 3 — линии разделения скважин по гипсометрическому положению интервалов перфорации

Проверка осуществляется по F -критерию, вычисляемому как отношение дисперсий по факторам (σ_A^2 , σ_B^2 , σ_C^2) к остаточной дисперсии σ_0^2 . Вычисленные значения F сопоставляются с табличными, приводимыми в различных изданиях по математической статистике. Если опытная величина F по какому-либо фактору меньше табличных значений для заданного уровня значимости, то влияние данного фактора несущественно. В табл. 19 приведено сравнение значений F -критериев по исследуемым факторам с табличными, взятыми для уровня значимости 0,05 и 0,01.

Как видно из табл. 19, наиболее закономерна изменчивость плотности нефти в зависимости от глубины отбора проб (фактор С). Влияние сезонности (фактор А) сказывается в меньшей степени, хотя оно также существенно. Различие в литолого-физических свойствах коллектора (фактор В) на изменчивости плотности нефти в данном случае не сказывается.

Чтобы не допустить систематических погрешностей определения средней плотности дегазированной нефти и других свойств, например газового

Таблица 19

Сравнение значений F -критериев

Факторы	F -расчетный по фактору	Табличные значения F -критерия при уровне значимости	
		0,05	0,01
А	21,82	3,00	4,62
В	1,62	2,22	3,04
С	297,50	3,85	6,66

фактора, необходимо построить хотя бы схематические карты изменчивости этих свойств и по ним вычислить средние взвешенные значения параметров. При этом равномерность отбора проб в разное время года также должна быть учтена.

При пересчете запасов на эксплуатируемых залежах необходимо учитывать возможность изменения физических свойств нефти в процессе разработки. Такие свойства, как объемный коэффициент расширения или вязкость, в пластовых условиях могут существенно изменяться, поэтому для определения таких параметров следует использовать данные, полученные до начала или на ранней стадии разработки.

Свойства дегазированной нефти, например ее плотность, в процессе разработки не должны существенно меняться и поэтому при их определении можно учитывать данные всех имеющихся замеров.

§ 5. Особенности геометризации и определения объема залежей нефти и газа

Методика геометризации формы залежи и определения ее объема к настоящему времени разработана достаточно детально. Широкое применение метода геологических разрезов, проекций с числовыми отметками, метода изолиний и др. позволяет производить геометризацию различных, даже самых сложных структурных форм.

Вместе с тем геометризация залежей, приуроченных к неоднородным литологически изменчивым коллекторам, требует применения некоторых дополнительных методических приемов, учитывающих эти особенности геологического строения.

В общем случае геометризация формы залежи складывается из ряда последовательных операций, включающих построение структурных карт кровли и подошвы продуктивного пласта, определение положения поверхности водонефтяного контакта, проведение линий внешнего и внутреннего контуров на структурных картах, геометризацию объема по карте «осажденной» мощности коллектора.

Методика построения структурных карт рассмотрена в гл. VII, поэтому в данном разделе остановимся на некоторых методических особенностях геометризации формы и объема залежей.

Отметим, только, что достоверность определения площади существенно зависит от надежности картирования структурной поверхности, особенно в периферийных частях структур платформенного типа. Для повышения точности построения этих поверхностей следует использовать данные не только глубокого бурения, но и детальной сейсморазведки или структурного бурения.

Поверхность ВНК. Она может быть горизонтальной, наклонной или сложной. Горизонтальное положение ВНК обусловлено силами гравитации (разделением флюидов по их плотности), когда не проявляются другие факторы. В случае движения пластовых вод, что характерно для многих нефтяных залежей восточной части Русской платформы, ВНК принимает наклонное положение. Колебание отметок первоначального положения ВНК при относительно небольшой высоте залежи достигает иногда нескольких метров.

Разность отметок ВНК может быть вызвана литологическими особенностями строения пластов, структурой пустотного пространства коллекторов и влиянием капиллярного эффекта. Колебания отметок ВНК, связанные с этой группой факторов, обуславливают слабогфрированную поверхность водонефтяного контакта.

Положение поверхности принимается за горизонтальное в том случае, если разность отметок ВНК в отдельных точках залежи не больше удвоенной средней квадратической погрешности определения его в этих точках. Для глубин скважин 2—3 км погрешность может достигать ± 3 м.

Положение контактов нефть—вода, газ—вода или газ—нефть в скважинах или на отдельных участках залежей может быть установлено по керну, промыслово-геофизическим данным или данным опробования. Наиболее точные результаты определения абсолютной отметки ВНК могут быть получены в благоприятных условиях первыми двумя способами, однако их недостаток — отсутствие характеристики промышленной значимости нефтеносной части пласта. Поэтому данные этих методов должны непременно подкрепляться результатами опробования в этих же или других скважинах. Менее точно по абсолютной отметке, но зато более надежно в смысле характеристики продуктивности нефтенасыщенной части пласта ВНК может быть установлен по данным опробования скважин, вскрывших нефть и воду в одном интервале перфорации. В этом случае в однородном и высокопроницаемом коллекторе положение ВНК внутри интервала перфорации может быть уточнено по соотношению нефти и воды в продукции скважины.

Наилучший способ определения положения ВНК в скважинах — поинтервальное опробование, которое дает возможность установить достаточно точную отметку контакта и дать оценку промышленной ценности запасов вблизи этой поверхности.

Во всех случаях, когда отметки ВНК устанавливаются в скважинах сравнительно надежными методами и нет оснований считать его негоризонтальным вероятнейшее положение контакта определяется как среднее арифметическое из отметок в отдельных скважинах.

Однако на практике часто бывает так, что скважин, в которых ВНК определяется уверенно, или нет совсем, или недостаточно для характеристики положения контакта на всей площади залежи. В этих условиях для обоснования вероятнейшего положения ВНК можно привлекать данные опробования скважин, вскрывших только нефте- или водонасыщенную часть пласта. Используя пары близрасположенных скважин, можно условно принять ВНК на данном участке залежи посередине между нижними отметками интервала перфорации, давшего нефть, и верхними отметками водонасыщенного интервала.

Поскольку в последнем случае из-за разного по высоте положения интервалов перфорации относительно ВНК результаты его определения на разных участках залежи будут неравноточными, при вычислении вероятнейшего значения ВНК все частные определения контакта надо брать с весами. В качестве весов (q) можно воспользоваться значениями величины

$$q = \frac{c}{d^2},$$

где d — расстояние по высоте между нижними отметками получения нефти и верхними отметками получения воды; c — некоторое постоянное число, подбираемое кратным знаменателю так, чтобы вычисления были простыми.

Вероятнейшее значение ВНК (H) в этом случае определяется как взвешенное среднее арифметическое из отметок H_i :

$$H = \frac{[qH_i]}{[q]}.$$

В коллекторах с переменным характером насыщения (переходная зона) определяют две границы залежи. Одна соответствует нижней границе получения практически безводных притоков нефти и устанавливается по значению критической нефтенасыщенности k_n (водонасыщенности k_v), при которой начинается совместная фильтрация нефти с водой. При подсчете запасов эту условную поверхность принимают за водонефтяной контакт. Другая определяет нижнюю границу получения притоков нефти с водой и устанавливается по значениям нефтенасыщенности (водонасыщенности), ниже которой в данном коллекторе может быть получена только вода.

При большой мощности зоны двухфазного притока нефти и воды ее следует выделять в самостоятельный объект подсчета запасов и разработки.

Для более точного определения границ залежи строят графики, аналогичные изображенному на рис. 87, которые помогают сопоставить значения нефтенасыщенности и удельного сопротивления ρ_n , определенного, например, по боковому или индукционному каротажу.

В нефтегазовых залежах газонефтяной контакт определяют по результатам многократных повторных исследований в колонне нейтронным гамма-методом. В газонасыщенной части коллектора показания НГМ закономерно растут во времени, а в нефтенасыщенной — остаются практически постоянными. Газонефтяной контакт проводят по подошве зоны роста пока-

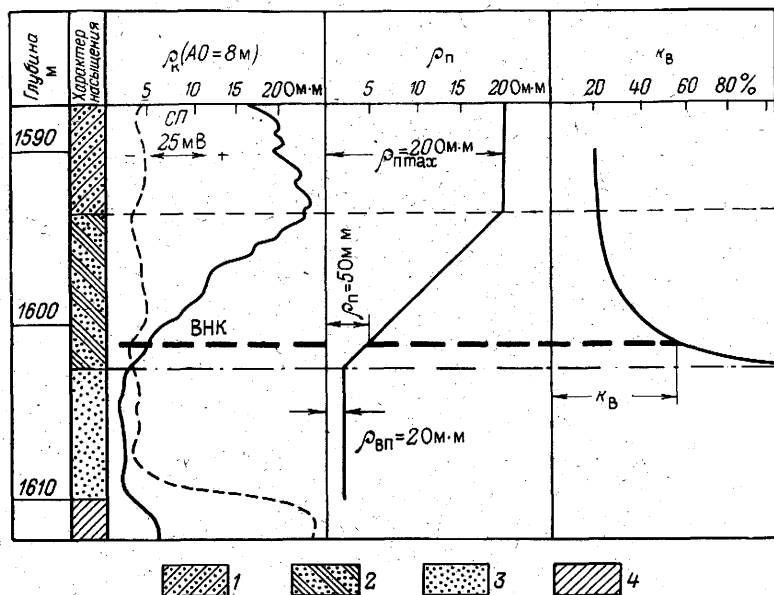


Рис. 87. Определение ВНК в коллекторе с переменной нефтенасыщенностью (по Б. Ю. Вендельштейну)

1 — предельно нефтенасыщенный коллектор; 2 — коллектор с переменной нефтенасыщенностью; 3 — водонасыщенный коллектор; 4 — неколлектор

заний. Этот способ применим в залежах, расположенных не глубже 3 км, когда плотность и объемное водосодержание газа и нефти еще существенно различны.

При наклонной или сложной поверхности контакта она изображается в изогипсах, сечение которых в платформенных условиях принимается равным 2 м.

Определение положения водонефтяного контакта и исследование характера этой поверхности — важная составная часть геолого-промыслового анализа. На ранних этапах изучения залежей эта задача из-за недостатка исходных данных решается приближенно. Если нет существенных доказательств наклона ВНК, то эта поверхность принимается горизонтальной, а положение контуров на структурных картах в случае необходимости корректируется с учетом результатов опробования скважин. С увеличением объема информации появляется возможность и необходимость более достоверной оценки положения поверхности ВНК в пространстве. В случае достаточно выраженной закономерности в изменении отметок контакта строят карты ВНК, используя обычные методы интерпретации полученных отметок.

Поскольку изменения отметок начального ВНК характеризуются величинами порядка нескольких метров, геометризация контакта является сложной задачей, а карты ВНК имеют довольно условный характер и меньшую достоверность, чем структурные карты при той же стадии изученности залежи.

Характер поверхности текущего ВНК еще более осложняется под влиянием отборов жидкости, нагнетания воды в пласт, неравномерности подъема и перемещения контакта в разных частях залежи и т. п.

Выявление закономерностей изменения поверхности ВНК требует комплексного применения различных методов: как традиционных способов гео-

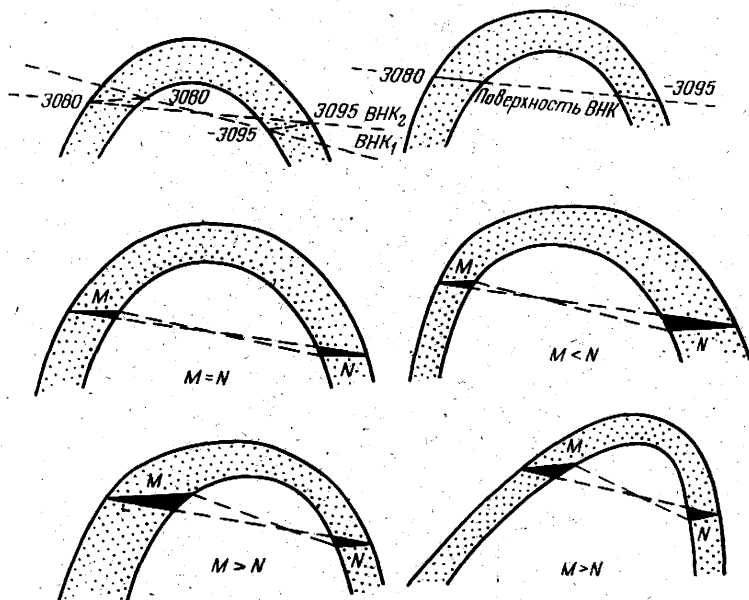


Рис. 88. Варианты ошибочного определения запасов при негоризонтальном положении ВНК на разных участках залежи (по З. Г. Борисенко, М. Н. Сосону)

лого-промыслового анализа, так и математической обработки результатов наблюдений с целью повышения достоверности геологических выводов.

Известен опыт определения начального положения ВНК в горизонте D_1 Ромашкинского месторождения путем проведения дисперсионного анализа трехфакторного неравномерного комплекса [Дементьев Л. Ф., 1966 г.]. Такой анализ позволяет теоретически обоснованно выделить закономерную составляющую из суммы общих изменений признака. Вывод о наклонном положении ВНК в горизонте D_1 может быть сделан и традиционными методами геолого-промыслового анализа, т. е. сравнением отметок ВНК в скважинах или их средних значений по участкам месторождения. Однако сравнение дисперсий дает обоснованное подтверждение правильности этого вывода, показывает, что наблюдающаяся тенденция в изменении ВНК не является случайной.

При наличии карты ВНК контуры нефтеносности определяют как след от пересечения структурной поверхности с поверхностью контакта. Для случая горизонтального ВНК контуры нефтеносности параллельны изогипсам пласта. При картировании наклонной или сложной поверхности ВНК сле-

дует учитывать различные характеры проявления наклона в зависимости от преобладающего воздействия локальных или региональных геологических факторов. Так, если наклон или сложная поверхность ВНК обусловлены проявлением литологических особенностей пласта или структуры пустотного пространства, то при общем наклоне контакта в пределах залежи на отдельных ее участках контакт может быть практически горизонтальным.

Если же наклон ВНК обусловлен действием региональных факторов, например напором пластовых вод, то поверхность ВНК, вероятнее всего, будет наклонной на всей площади залежи, т. е. уклон будет постоянным. Однако на практике для упрощения построенного положение контакта на разных участках залежи принимается горизонтальным. В случае одинаковой мощности пласта на разных участках такое допущение вследствие компенсации занижения и завышения объема не приведет к его искажению (рис. 88).

Однако, чем больше разница в мощностях пласта на разных участках залежи или чем асимметричнее структура, тем большее возможно искажение запасов. Оно пропорционально разности сечений M и N . Полная величина искажения объема залежи определяется как произведение разности сечений M и N на средний периметр залежи, т. е. на длину средней линии между внешним и внутренним контурами нефтеносности [Борисенко З. Г., Сосон М. Н., 1973].

Указанные искажения исключаются при построении контуров с помощью карты ВНК. С этой целью структурная карта кровли или подошвы с нанесенными на нее дополнительными изолиниями, проведенными через 1—2 м, совмещается с картой поверхности ВНК. Точки пересечения изолиний с одинаковыми абсолютными отметками соединяются плавной линией, определяющей положение соответствующего контура нефтеносности (рис. 89).

В некоторых случаях при недостаточной информации по отметкам контакта, что может иметь место на этапе разведки, для построения карты ВНК можно использовать карты гидроизопъез. Однако при этом должна быть уверенность, что гидродинамический фактор в данном случае является решающим в образовании наклона контакта, а влияние других факторов незначительно. При соблюдении этих условий можно допустить, что поверхность контакта и пьезометрическая поверхность параллельны. Располагая хотя бы одной надежно установленной в скважине отметкой контакта (например, в скв. 5 на рис. 90 ВНК на отметке —600 м), находим значение гидроизопъезы в этой же скважине (+105 м). Полагая далее, что расстояния между двумя указанными поверхностями сохраняются, получим, что гидроизопъезе +104 м будут соответствовать отметки контакта —601, +102, —603 м и т. д. Найдя точки пересечения отметок контакта с одноименными изогипсами структурной карты и соединив их между собой, получим контур залежи.

В реальных условиях не всегда бывает достаточно информации для надежного определения вероятнейшего положения ВНК, поэтому в таких случаях для ограничения объема залежи с запасами промышленных катего-

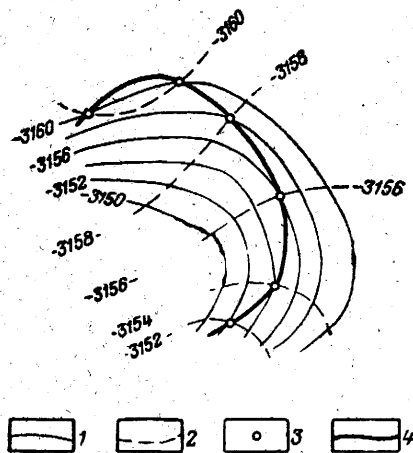


Рис. 89. Методика построения контура нефтеносности с помощью карты ВНК (по З. Г. Борисенко, М. Н. Сосону)
Изолинии карт: 1 — структурной, 2 — ВНК; 3 — точки пересечения одноименных изолиний; 4 — контур нефтеносности

рий принимают условное положение ВНК на наиболее низких отметках с доказанной опробованием промышленной нефтеносностью. Запасы между этим условным ВНК и вероятнейшим положением контакта, установленным в соответствии с изложенными выше рекомендациями, относятся к категории C_2 и являются объектом доизучения в процессе продолжения разведки или разработки.

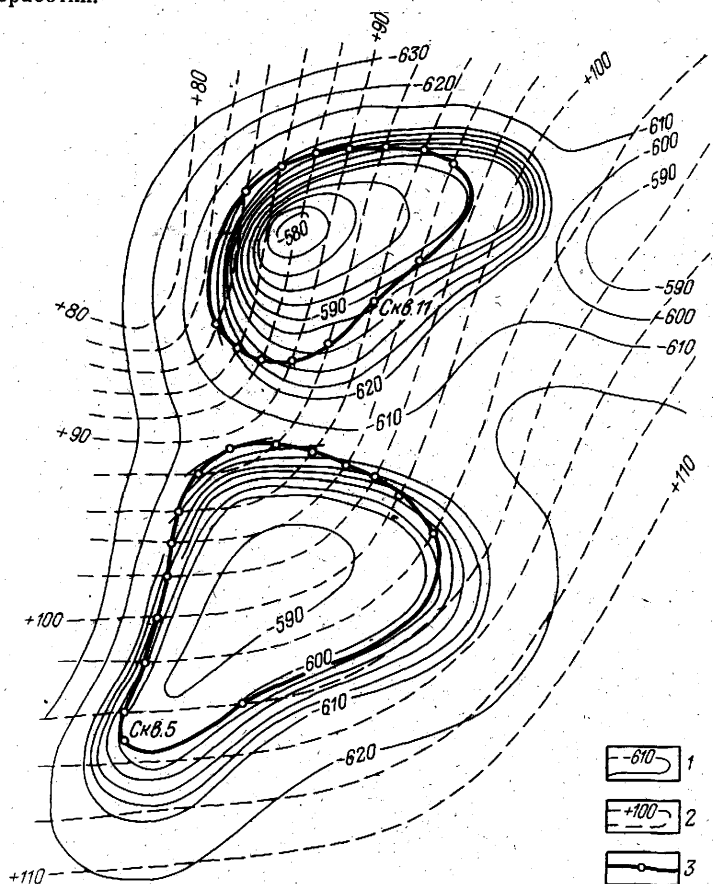


Рис. 90. Построение контура залежи с помощью карты гидроизоупьез (по З. Г. Борисенко, М. Н. Сосону):

1 — изолинии пласта-коллектора; 2 — гидроизоупьезы; 3 — контур залежи

Определение мощности залежи. При изучении разрезов скважин выделяются общая мощность (от кровли до подошвы горизонта, пласта); эффективная мощность, к которой относят часть разреза за вычетом непродуктивных прослоев (глинистых и др.), а также часть мощности коллектора, не удовлетворяющую требованиям кондиций по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности; эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) мощность. В пределах внутреннего контура нефтеносности эффективная нефтенасыщенная мощность по величине совпадает с эффективной мощностью. В водонефтяной зоне нефтенасыщенная мощность определяется в интервале от кровли пласта до поверхности водонефтяного контакта.

Методы выделения эффективной мощности в разрезах скважин с учетом низких пределов коллекторских свойств рассмотрены выше, поэтому в данном случае остановимся на особенностях определения средней мощности залежи как одного из подсчетных параметров при оценке запасов и проектировании разработки.

Эффективная мощность в пределах залежи обладает той или иной изменчивостью. Значения мощности по скважинам могут изменяться по площади закономерно или без видимой закономерности. В водонефтяной зоне мощность обычно закономерно изменяется от максимальной на внутреннем контуре нефтеносности до нуля на внешнем контуре.

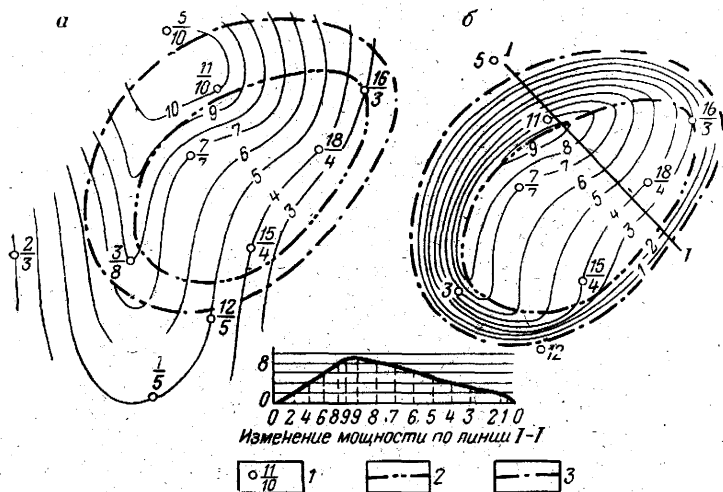


Рис. 91. Построение карты эффективной нефтенасыщенной мощности

а — карта эффективной мощности; б — карта эффективной нефтенасыщенной мощности. 1 — скважины: в числителе — номер, в знаменателе — эффективная мощность коллектора в м; контуры нефтеносности; 2 — внутренний, 3 — внешний

При отсутствии закономерности в изменении мощности этот параметр в пределах внутреннего контура может быть вычислен как среднее арифметическое из имеющихся значений по скважинам. В пределах водонефтяной части среднее значение мощности будет приблизительно равно половине вышеуказанного среднего значения. При закономерном изменении значений мощности как в зоне полного нефтенасыщения, так и в водонефтяной зоне строят карты эффективной нефтенасыщенной мощности и среднюю мощность вычисляют как среднее взвешенное значение по формуле (IX.2), в качестве весов используются площади соответствующих полей карты.

Карты эффективной нефтенасыщенной мощности строят раздельно для зоны полного нефтенасыщения и для водонефтяной зоны. Вначале строят карту эффективной мощности, на которую наносят внутренний контур нефтеносности, ограничивающий зону полного нефтенасыщения. Для водонефтяной зоны изопахиты проводят путем интерполяции между значениями мощности на внутреннем контуре и нулевым значением на внешнем контуре с учетом значений мощности, установленных в отдельных скважинах этой зоны (рис. 91).

При геометризации залежей, приуроченных к неоднородным, литологически изменчивым коллекторам, часто приходится решать две взаимосвяз-

занные задачи. Первая связана с выбором способа проведения на карте границы между коллектором и неколлектором, а вторая — с обоснованием способа геометризации коллектора, состоящего из нескольких литологически неоднородных пропластков.

Вопрос о проведении границы коллектор — неколлектор на карте для отдельного пропластка решается с учетом характера перехода одних литологических разностей пород в другие.

Если пласт характеризуется тем, что его мощность постепенно уменьшается в сторону скважины (или группы скважин), показавшей отсутствие пласта, то переход коллектора в неколлектор можно интерпретировать как выклинивание. В этом случае граница коллектор — неколлектор может быть определена на основании анализа градиента изменения мощности или

связанного с ней какого-нибудь геофизического признака на некотором участке площади, прилегающей к зоне отсутствия коллектора. В этом случае граница выклинивания может проходить на любом расстоянии между скважинами в зависимости от величины указанного градиента, а мощность пласта по мере приближения к границе выклинивания уменьшается до нуля.

Если пласт характеризуется резкими переходами коллекторов в плотные разности пород (замещениями), то при наличии в разрезах скважин непроницаемых аналогов замещенного пласта применима схема геометризации, изображенная на рис. 92. По этой схеме строят карту эффективной мощности пласта с учетом мощности замещенных коллекторов в скв. 39. Линию замещения проводят условно на середине расстояния между скв. 39 и окружающими ее скважинами. Ограниченный этой линией участок не включается в объем нефтесодержащих пород. Такой вариант, во-первых, позволяет определить наивероятнейший объем залежи, а во-вторых, дает объективную картину распространения коллекторов по площади, что важно при проектировании разработки,

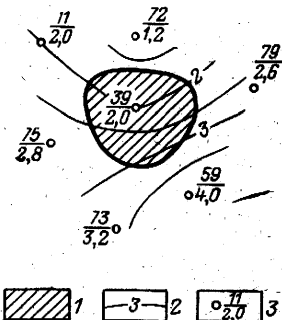


Рис. 92. Построение карты эффективной мощности в случае замещения коллектора плотными породами (по А. В. Копытову)

1 — зона замещения; 2 — изопакхиты пласта; 3 — скважины; в числителе — номер, в знаменателе — мощность пласта

в частности при размещении проектных добывающих или нагнетательных скважин.

Указанные способы проведения границы коллектор — неколлектор отражают объективную картину изменчивости пласта, но для их реализации необходим большой объем информации о значениях мощности пласта на разных участках залежи, который может быть получен только при наличии сетки добывающих скважин.

В процессе подготовки залежи к разработке объективно решить вопрос о характере перехода коллектора в плотные разности пород не всегда удается. Поэтому при геометризации залежей по данным разведки рекомендуется проводить границу между коллектором и неколлектором во всех случаях посередине между скважинами, показавшими наличие и отсутствие пласта, принимая мощность на границе равной нулю. При таком способе геометризации залежи будет определен гарантированный объем нефтесодержащих пород, который будет уточняться в процессе разбуривания месторождения добывающими скважинами.

Выявление характера перехода коллектора в плотные породы особенно важно при геометризации залежей, в разрезе которых содержится несколько литологически невыдержанных пропластков. При этом часто возникает условие, когда часть пропластков прослеживается между соседними скважинами, а другая часть на этом расстоянии выклинивается или замещается. Линейная интерполяция суммарной мощности между скважинами приводит

к тому, что невыдержанные пропластки будут иметь нулевую мощность у скважины, в разрезе которой они отсутствуют. Очевидно, что при наличии выклинивающихся пропластков произойдет завышение объема (рис. 93).

Это завышение устраняется при составлении карт эффективной мощности для каждого пропластка в отдельности. Тогда могут быть учтены все особенности проведения границ в зонах выклинивания пропластка, о чем говорилось выше, и определен без искажения объем коллектора.

Если для решения задач разработки потребуется карта мощности в целом по залежи, то ее можно получить способом последовательного графического сложения карт отдельных пропластков, как показано на рис. 94. На

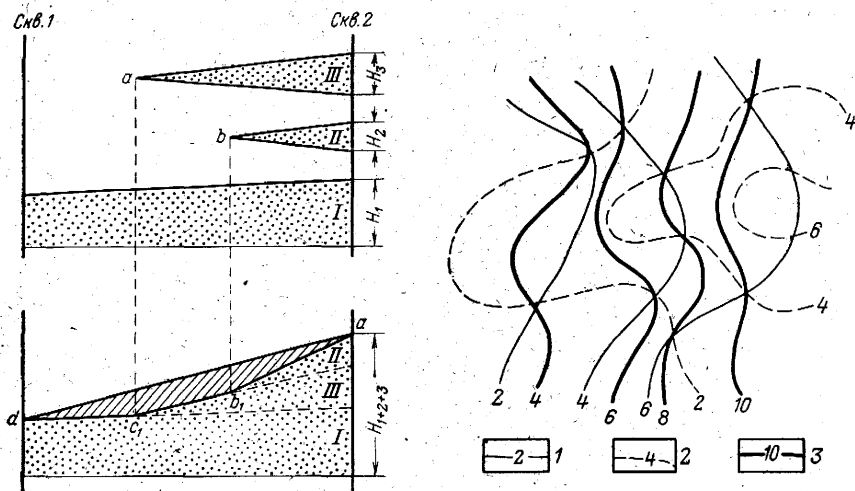


Рис. 93. Завышение объема пласта при линейной интерполяции суммы мощностей выклинивающихся пропластков

Рис. 94. Построение карты суммарной мощности двух пропластков методом графического сложения (по Э. Г. Борисенко, М. Н. Сосону)

1 — изопахиты первого пропластка; 2 — изопахиты второго пропластка; 3 — суммарные изопахиты двух пропластков

эту карту могут быть нанесены все зоны отсутствия коллекторов по отдельным пропласткам, что имеет немаловажное значение при выборе местоположения добывающих и нагнетательных скважин.

Для пластов, в которых прерывистость коллектора обусловлена замещениями, построение послойных карт необязательно. В этих условиях же происходит завышение объема при геометризации залежи в целом, поскольку линейная интерполяция обеспечивает картирование вероятнейшего объема замещенного пласта.

Следовательно, для достоверной геометризации изменчивых коллекторов необходимо предварительно установить преобладающий характер прерывистости, а затем решать вопрос о рациональной степени расчленения пласта на прослои. Такой подход, например, был применен при геометризации сложной построенных IX и X горизонтов месторождения Жетыбай [Почуева Е. А., 1973 г.]. На основании детальной корреляции геофизических, нормированных разрезов скважин и целого ряда геолого-статистических разрезов были установлены аналоги коллекторов в тех скважинах, где пропущенные прослои отсутствуют, и произведен анализ изменения общих мощностей горизонтов в пределах месторождения. Эти исследования позволили сделать вывод о преимущественном характере замещения в разрезах гори-

зонтов и, следовательно, о нецелесообразности построения многочисленных карт для определения объема залежей. Экспериментальная проверка показала хорошее совпадение объемов, вычисленных по суммарным картам и по сумме объемов, снятых с карт отдельных прослоев.

Объективное решение вопроса о характере изменчивости пласта и, следовательно, о выборе способа геометризации залежи (суммарной или по пропласткам) может быть найдено при достаточно высокой степени изучен-

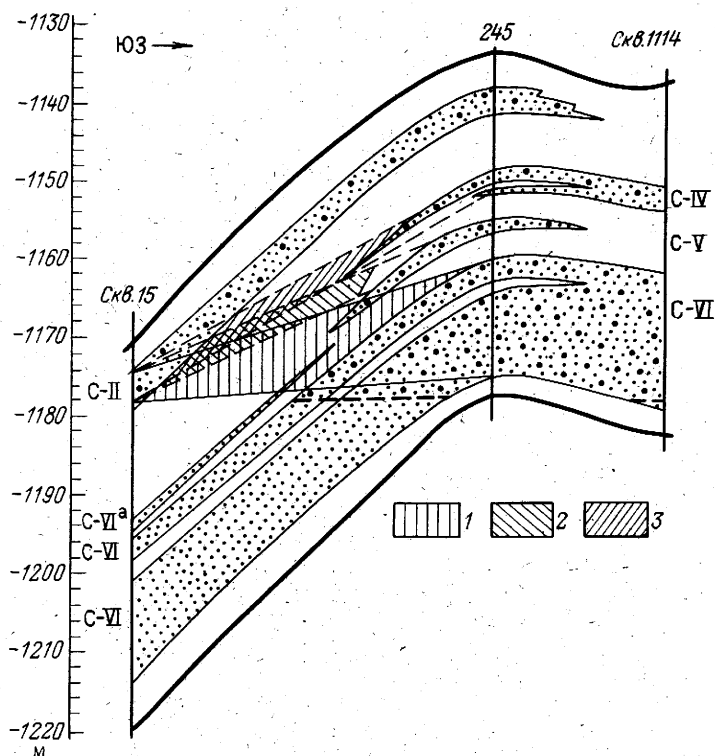


Рис. 95. Схема завышения объема в приконтурной части залежи (по Э. М. Халимову и др.)

Приращение объемов: 1 — по пласту C-VI; 2 — по пласту C-V; 3 — по пласту C-IV

ности объекта. На разведочном этапе такой информации может быть еще недостаточно, поэтому во избежание значительных погрешностей определения объема залежи необходимо производить максимально доступное расчленение пласта на пропластки с учетом достигнутого уровня изученности и, в частности, реальных возможностей корреляции коллекторов.

Некоторые методические вопросы возникают при геометризации залежей, содержащих нефть и свободный газ в одной ловушке. Необходимость раздельного подсчета запасов, а затем и разработка этих полезных ископаемых обуславливают такую методику геометризации, которая отображала бы разные зоны насыщения в залежи: газовую, газонефтяную, нефтяную и водонефтяную. Это тем более необходимо потому, что некоторые системы разработки (барьерное заводнение, контролируемый выпуск газовой шапки и др.) во многом определяются запасами нефти и газа в отдельных зонах.

В. Н. Самарцев (1974 г.) обращает внимание на особенность геометризации нефтегазовой залежи, состоящей из нескольких пластов. В этой ситуации при определенном соотношении зон насыщения мощности и углов падения пластов суммарный подсчет запасов нефти может привести к ошибочному определению объема нефтенасыщенной зоны. Чтобы избежать этого, необходимо производить геометризацию по каждому пропластку в отдельности.

Еще большая дифференциация залежей требуется при геометризации нефтегазовых залежей в связи с отображением и учетом неоднородности их строения. В этих случаях необходимо учитывать не только природную изменчивость коллекторов, свойственную данному продуктивному пласту, но и осложняющие ее факторы, обусловленные проектируемой или принятой системой разработки.

При геометризации эффективной нефтенасыщенной мощности в приконтурных участках необходимо учитывать характер распространения различных прослоев в пределах водонефтяной зоны (рис. 95). Суммирование значений мощности верхних пластов приводит к расширению площади нефтеносности пластов С-IV, С-VI до ближайших скважин, в которых верхние пласты представлены коллектором. Такой метод геометризации для данных условий приводит к значительному завышению объема. Во избежание этого геометризацию залежей с неоднородными коллекторами следует осуществлять раздельно по пластам.

При построении карт суммарного объема геометризацию эффективной нефтенасыщенной мощности в водонефтяных зонах целесообразно производить с использованием системы коротких поперечных профилей, которые дадут возможность скорректировать значения мощности в этих зонах и избежать завышения объема залежи.

Глава X

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЕКТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ АНАЛОГИИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ

В настоящее время проектные коэффициенты нефтеотдачи определяют в основном по результатам гидродинамических расчетов оптимального варианта разработки. Однако эти расчеты не всегда обеспечиваются достоверными исходными данными и поэтому при оценке нефтеотдачи на новых залежах всегда необходимо сопоставлять расчетные данные с результатами разработки аналогичных месторождений. С этой целью разработана методика комплексного учета геолого-промысловых условий разработки для оценки нефтеотдачи.

При ее обосновании учтены фактические коэффициенты нефтеотдачи по длительно разрабатываемым месторождениям и выработанным участкам пластов, а также проектные коэффициенты нефтеотдачи с учетом результатов эксплуатации залежей. Всего использовано более 500 объектов — залежей платформенных областей, сложенных поровыми коллекторами.

§ 1. Определение коэффициента нефтеотдачи при водонапорном режиме по графическим зависимостям

Методика основана на использовании корреляционных зависимостей конечных коэффициентов нефтеотдачи η от относительной вязкости нефти μ_0 для различных групп пластов терригенных пород, отличающихся друг от друга по степени неоднородности и проницаемости. Среди терригенных рассмотрены породы как кварцевого, так и полимиктового состава.

Группирование пластов по степени неоднородности геологического строения произведено с помощью коэффициентов песчанистости и расчлененности. По материалам нескольких сот залежей платформенных областей выделены четыре типа пластов по степени неоднородности (табл. 20) путем разделения неоднородных распределений коэффициентов песчанистости и расчлененности на однородные по методике А. Хальда.

Таблица 20

Типы терригенных пластов платформенных областей по степени неоднородности геологического строения

Тип	Коэффициент песчанистости	Коэффициент расчлененности	Тип	Коэффициент песчанистости	Коэффициент расчлененности
I	$>0,73$	$<2,3$	III	$0,5-0,3$	$3,5-5,0$
II	$0,73-0,5$	$2,3-3,5$	IV	$<0,3$	$>5,0$

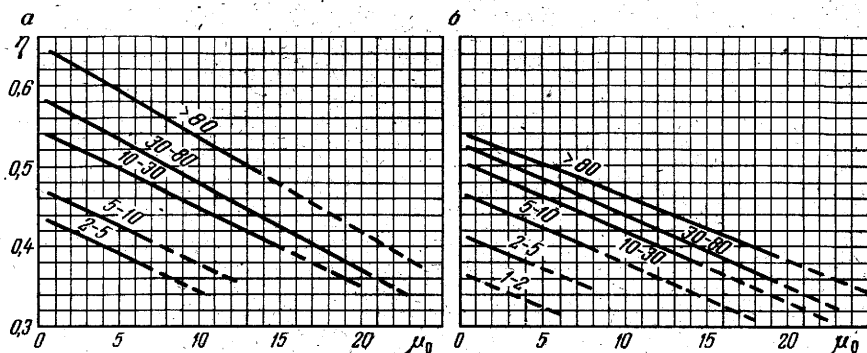


Рис. 96. Графики зависимости коэффициентов нефтеотдачи η от относительной вязкости нефти μ_0 для различных групп терригенных пластов:

а — сравнительно однородных; б — неоднородных. Шифр кривых — проницаемость, $\times 10^{-14} \text{ м}^2$.

I тип рассматриваемой классификации вошел в группу сравнительно однородных пластов; II и III типы объединены в одну группу неоднородных пластов, так как построить такие зависимости отдельно для каждого из них не представилось возможным из-за недостаточного количества исходных данных. Для IV типа (чрезвычайно неоднородные пласты) графики нефтеотдачи также не строились из-за небольшого числа залежей, относящихся к этому типу.

По двум выделенным группам пластов (сравнительно однородные и неоднородные объекты) выделено несколько подгрупп по проницаемости. При группировании пластов по проницаемости учитывалось, что наибольшее влияние этого свойства на нефтеотдачу по экспериментальным и промышленным данным отмечается в области невысоких значений проницаемости.

В связи с этим выделены группы пластов с небольшими интервалами проницаемости в области ее невысоких значений и с большими интервалами в области высоких значений (рис. 96).

В соответствии с наличием исходных данных указанные зависимости выведены до значений относительной вязкости нефти, не превышающих 6—25 для различных групп проницаемости. Характер исследуемых зависимостей в рассматриваемом диапазоне параметра μ_0 принят линейным с учетом фактических данных разработки. В тех случаях, когда уравнений

регрессии получить не удалось из-за недостатка данных, зависимости проведены условно через наиболее достоверные точки параллельно расчетным прямым для других групп.

Зависимости нефтеотдачи от относительной вязкости нефти (см. рис. 96) [Кочетов М. Н., Гомзиков В. К., Бреев В. А. 1976 г.] предназначены для оценки коэффициентов извлечения нефти при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ:

а) для залежей платформенных областей;

б) для терригенных сравнительно однородных и неоднородных пород, представленных поровыми коллекторами кварцевого и полимиктового составов;

в) для пластовых залежей, в которых начальные балансовые запасы нефти водонефтяных зон составляют не более 15 % от запасов нефти всей залежи, или для чисто нефтяных зон;

г) для массивных залежей, подстилаемых на всей площади водой, со средней эффективной нефтенасыщенной мощностью более 15—20 м;

д) при водонапорном или активном упруго-водонапорном режиме при прокачке через залежь двух-трех поровых объемов воды;

е) при средней плотности сетки в пределах внешнего контура нефтеносности 10—35 га/скв.;

ж) при разработке залежей с применением только освоенных промышленностью методов воздействия на пласты (различные виды заводнения).

Приведенные графики являются корреляционными и характеризуются определенными отклонениями. При этом более надежные результаты могут быть получены по левым и центральным частям графиков, менее надежные — по правым частям графиков и по графикам, проведенным приближенно (см. рис. 96, штриховые линии).

При значениях проницаемости, попадающих на две соседние прямые, следует брать отсчеты по обеим прямым и величину коэффициента нефтеотдачи принимать как среднюю арифметическую из двух отсчетов. Интерполяция между прямыми по проницаемости неприменима, так как приведенные графики рассчитаны для интервалов проницаемости. Экстраполяция прямых не рекомендуется ввиду их нелинейного характера в области высоких значений относительной вязкости нефти.

Опыт разработки обширных водонефтяных зон свидетельствует, что их текущие и конечные коэффициенты нефтеотдачи существенно меньше коэффициентов нефтеотдачи чисто нефтяных частей залежей. В условиях изотропных по проницаемости пластов и применения освоенных методов разработки конечные коэффициенты нефтеотдачи могут быть оценены:

а) для водонефтяных зон с эффективной нефтенасыщенной мощностью более 5 м и при относительной вязкости нефти не более 10 — примерно в 1,25—1,5 раза меньше нефтеотдачи чисто нефтяных зон (в зависимости от мощности);

б) для водонефтяных зон с эффективной нефтенасыщенной мощностью менее 5 м и при относительной вязкости нефти не более 10 — примерно в 1,5—2 раза меньше нефтеотдачи чисто нефтяных зон (в зависимости от мощности).

Если продуктивные пласты разделены непроницаемыми прослоями, условия выработки запасов нефти из водонефтяных зон улучшаются, что следует учитывать при оценке их конечной нефтеотдачи.

Особый практический интерес представляет оценка коэффициентов нефтеотдачи отдельных зон нефтегазовых залежей при разработке их в условиях водонапорного режима. При барьерном заводнении чисто нефтяной зоны таких залежей конечный коэффициент нефтеотдачи близок к коэффициенту нефтеотдачи обычных залежей нефти. Разработка водонефтяных зон нефтяных оторочек сходна с разработкой водонефтяных зон нефтяных залежей, и их конечные коэффициенты нефтеотдачи с учетом эффективной нефтенасыщенной мощности примерно одинаковы.

В соответствии с этим конечные коэффициенты нефтеотдачи различных зон нефтегазовых залежей можно оценить так же, как и для нефтяных:

а) для чисто нефтяных зон при экономически обоснованной целесообразности применения барьерного заводнения для «отрезания» от подгазовой и водонефтяной зон — с учетом неоднородности, проницаемости пластов и относительной вязкости нефти по графикам на рис. 96.

б) для водонефтяных зон, целесообразность разработки которых экономически обоснована, при эффективной нефтенасыщенной мощности более 5 м — в 1,25—1,5 раза меньше нефтеотдачи чисто нефтяной зоны оторочки, а при эффективной нефтенасыщенной мощности менее 5 м — в 1,5—2 раза меньше нефтеотдачи чисто нефтяной зоны в зависимости от мощности; при этом относительная вязкость нефти не должна превышать 10.

§ 2. Определение коэффициента нефтеотдачи по многомерным статистическим моделям

Статистическими методами многомерного корреляционного анализа установлено количественное влияние основных геолого-промысловых факторов на фактическую нефтеотдачу пластов по данным о длительно разрабатываемых залежах. В результате выявлены связи нефтеотдачи с большим числом параметров, оказывающих существенное воздействие на полноту извлечения нефти, и получены статистические зависимости, которые могут использоваться для определения коэффициентов нефтеотдачи применительно к месторождениям со сходными геологическим строением и условиями разработки. Имеется ряд статистических моделей (линейных и нелинейных) для разных нефтегазоносных районов Советского Союза. Эти модели основаны на различной геолого-промысловой информации, что позволяет достаточно надежно прогнозировать конечный коэффициент нефтеотдачи на разных стадиях разработки месторождений.

Одни модели базируются на материалах, которые могут быть получены по данным геологоразведочных работ, что обеспечивает оценку коэффициентов нефтеотдачи на самых ранних стадиях изученности залежей, до начала их эксплуатации. Другие модели включают показатели, получаемые в процессе разработки, что дает возможность определять конечный коэффициент нефтеотдачи залежей с учетом опыта их эксплуатации.

Разработка нефтяных залежей представляет по существу пассивный эксперимент, поскольку геолого-промысловые параметры, оказывающие влияние на процесс извлечения нефти, скоррелированы между собой. В этих условиях коэффициенты регрессии статистических моделей не дают достаточно достоверного представления о влиянии учитываемых в них факторов на нефтеотдачу, так как роль тех или иных показателей не выражена явно вследствие коррелированности между отдельными переменными. Вместе с тем многомерные корреляционные зависимости могут успешно применяться в качестве интерполяционных моделей для экспресс-оценки нефтеотдачи. По сравнению с графическими зависимостями они позволяют учесть большее число факторов, влияющих на полноту извлечения нефти.

При использовании многомерных корреляционных зависимостей необходимо, чтобы геологические и технологические факторы исследуемых залежей были представлены в форме, соответствующей входным данным статистических моделей. Наиболее точные результаты оценки коэффициентов нефтеотдачи по ним получаются в тех случаях, когда значения расчетных параметров близки к средним величинам показателей используемых моделей.

Разработанные модели базируются на фактических и ожидаемых конечных коэффициентах нефтеотдачи, определенных с помощью различных эмпирических методов прогнозирования извлекаемых запасов нефти, основанных на графической или аналитической экстраполяции показателей разработки (методы М. И. Максимова, Б. Ф. Сазонова, А. В. Копытова и др.). В ряде случаев используются также материалы по нефтеотдаче заводненных частей пластов.

В одном из первых исследований нефтеотдачи пластов с помощью многомерного корреляционного анализа [Кожакин С. В., 1972] предложена ста-

тистическая модель конечной нефтеотдачи по 42 длительно эксплуатируемым объектам Волго-Уральской провинции. В модель вошли нефтяные залежи, приуроченные к терригенным поровым коллекторам девона и карбона и разрабатываемые в условиях водонапорного режима.

Исследование включало большое число факторов, оказывающих существенное влияние на нефтеотдачу: относительную вязкость нефти μ_o , проницаемость $k_{пр}$, коэффициент вариации проницаемости $W_{\Delta пр}$, коэффициент песчаности $K_{п}$, эффективную нефтенасыщенную мощность h , плотность сетки скважин S .

В результате анализа предложено следующее уравнение зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи η от рассмотренных параметров:

$$\eta = 0,507 - 0,167 \lg \mu_o + 0,0275 \lg k_{пр} - 0,05 W_{\Delta пр} + \\ + 0,0018 h + 0,171 K_{п} - 0,000855 S. \quad (X.1)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели равен 0,85. Рассмотренные показатели контролируют 72,3 % наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи. Средняя квадратическая погрешность определения нефтеотдачи, по уравнению (X.1), составляет $\pm 0,06$. Плотность сетки, по уравнению (X.1), соответствует отношению общей площади залежи к числу перебивавших в эксплуатации скважин.

Модель (X.1) охватывает следующие значения изученных параметров: $\mu_o = 0,5-34,3$; $\mu_o.ср = 5,1$; $k_{пр} = 109-3200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_{пр.ср} = 881 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $W_{\Delta пр} = 0,33-2,24$; $W_{\Delta пр.ср} = 0,73$; $h = 2,6-26,9 \text{ м}$; $h_{ср} = 9,6 \text{ м}$; $K_{п} = 0,51-0,94$; $K_{п.ср} = 0,77$; $S = 7,1-74,0 \text{ га/скв.}$; $S_{ср} = 33,4 \text{ га/скв.}$

Аналогичное исследование проведено по 47 объектам Урало-Поволжья (в число которых включено несколько меловых залежей Ставропольского края) [Гомзинов В. К., 1976]. Это исследование учитывает опыт разработки длительно эксплуатируемых залежей за последние годы и включает более широкий, по сравнению с работой С. В. Кожакина, комплекс показателей, оказывающих значительное влияние на нефтеотдачу (в частности, размеры водонефтяных зон, нефтенасыщенность и пластовая температура).

Анализ включал комплекс основных факторов, наиболее существенно влияющих на извлечение нефти в рассматриваемых условиях: относительную вязкость нефти μ_o , проницаемость $k_{пр}$, коэффициенты песчаности $K_{п}$, нефтенасыщенности k_n , эффективную нефтенасыщенную мощность h , размеры водонефтяной зоны $Q_{ВНЗ}$, пластовую температуру t , плотность сетки скважин S .

Уравнение зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи от указанных показателей имеет следующий вид:

$$\eta = 0,333 - 0,0089 \mu_o + 0,121 \lg k_{пр} + 0,0013 t + 0,0038 h + \\ + 0,149 K_{п} - 0,085 Q_{ВНЗ} + 0,173 k_n - 0,00053 S. \quad (X.2)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.2) составляет 0,861. Рассмотренные факторы контролируют 74,1 % фактической изменчивости нефтеотдачи. Средняя квадратическая погрешность для полученной модели равна $\pm 0,05$.

Размеры водонефтяной зоны в уравнении (X.2) соответствуют отношению балансовых запасов нефти этой зоны к запасам всей залежи; плотность сетки — отношению общей площади залежи к числу перебивавших в эксплуатации скважин.

Модель (X.2) справедлива при следующих значениях изученных параметров: $\mu_o = 0,5-34,3$; $\mu_o.ср = 4,9$; $k_{пр} = 130-25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_{пр.ср} = 824 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_{п} = 0,41-0,95$; $K_{п.ср} = 0,75$; $h = 2,2-35 \text{ м}$; $h_{ср} = 9,2 \text{ м}$; $Q_{ВНЗ} = 0,06-1,0$; $Q_{ВНЗ.ср} = 0,47$; $k_n = 0,55-0,95$; $k_{н.ср} = 0,86$; $t = 22-140 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_{ср} = 41 \text{ }^\circ\text{C}$; $S = 9-84 \text{ га/скв.}$; $S_{ср} = 36 \text{ га/скв.}$; $\eta = 0,30-0,70$; $\eta_{ср} = 0,55$.

В более поздней работе В. Г. Гомзикова, Н. А. Молотовой (1977) приведены результаты исследования зависимости конечной нефтеотдачи от различных геолого-промысловых факторов на основе результатов разработки 50 длительно эксплуатируемых залежей Урало-Поволжья.

Изучаемые параметры имели следующие значения: $\mu_0 = 0,5-34,3$; $\mu_0, \text{ср} = 5,4$; $k_{\text{пр}} = 13-258 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$; $k_{\text{пр}, \text{ср}} = 65 \cdot 10^{-14} \text{ м}$; $K_{\text{п}} = 0,50-0,95$; $K_{\text{п}, \text{ср}} = 0,74$; $h = 3,4-25 \text{ м}$; $h_{\text{ср}} = 8,5 \text{ м}$; $Q_{\text{ВНЗ}} = 0,06-1,0$; $Q_{\text{ВНЗ}, \text{ср}} = 0,45$; $k_{\text{н}} = 0,7-0,95$; $k_{\text{н}, \text{ср}} = 0,87$; $t = 22-73 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{ср}} = 37 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $S = 10-100 \text{ га/скв.}$; $S_{\text{ср}} = 36 \text{ га/скв.}$; $\eta = 0,28-0,70$; $\eta_{\text{ср}} = 0,54$.

В результате исследования получено следующее уравнение зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи от изученных параметров:

$$\eta = 0,195 - 0,0078 \mu_0 + 0,082 \lg k_{\text{пр}} + 0,00146 t + 0,0039 h + 0,180 K_{\text{п}} - 0,054 Q_{\text{ВНЗ}} + 0,27 k_{\text{н}} - 0,00086 S. \quad (\text{X.3})$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.3) равен 0,886. Указанные показатели контролируют 78,6 % фактической изменчивости нефтеотдачи. Средняя квадратическая погрешность определения коэффициента нефтеотдачи составляет $\pm 0,04$.

Статистические зависимости (X.1), (X.2) и (X.3) справедливы для различных систем заводнения пластов (естественного, приконтурного, законтурного, внутриконтурного, площадного, очагового, избирательного) и при темпах отбора жидкости в пределах 2—10 % от балансовых запасов нефти.

Как видно из приведенных материалов, исследованные месторождения Волго-Уральской провинции отличаются широким диапазоном изменения основных характеристик продуктивных пластов, что позволяет использовать рекомендуемые статистические модели для оценки конечной нефтеотдачи в различных условиях. Вместе с тем полученные в результате осреднения «гипотетические» залежи Урало-Поволжья, выражаемые уравнениями (X.1), (X.2) и (X.3), сравнительно однородны, отличаются высокой проницаемостью коллекторов и содержат маловязкую нефть. Этим объясняется относительно небольшое влияние плотности сетки скважин в полученных моделях.

Статистические зависимости (X.1), (X.2) и (X.3) могут быть использованы для определения конечной нефтеотдачи пластов по данным геологоразведочных работ.

Уравнение (X.3) дает более точные по сравнению с уравнением (X.2) результаты оценки нефтеотдачи применительно к месторождениям Урало-Поволжья. Однако уравнение (X.2) позволяет рассчитывать коэффициенты извлечения нефти в интервале более высоких температур и низкой нефтенасыщенности. Уравнение (X.1) характеризуется большей по сравнению с уравнениями (X.3) и (X.2) погрешностью, вместе с тем оно учитывает изменчивость проницаемости и может использоваться в случае высокой неоднородности коллекторов по проницаемости.

В табл. 21 приведены в качестве примера фактические коэффициенты нефтеотдачи практически выработанных залежей Волго-Уральской провинции, обводненность продукции которых превышает 95 %, и коэффициенты нефтеотдачи, рассчитанные по уравнениям (X.2) и (X.3). Здесь же в качестве примера даны фактические и расчетные величины нефтеотдачи длительно эксплуатируемого IX пласта месторождений Зимняя Ставка и Озек-Суат, которые характеризуются высокой температурой (130—140 $^{\circ}\text{C}$) и низкой нефтенасыщенностью (55 %) и отражают условия разработки меловых залежей Ставропольского края.

Приведенные примеры показывают, что уравнения (X.2) и (X.3) дают вполне сопоставимые с фактическими данными результаты оценки коэффициентов нефтеотдачи в большом диапазоне их колебаний, обусловленных существенным изменением геолого-промысловых условий разработки залежей, что свидетельствует о достаточной надежности этих моделей.

Как свидетельствует опыт разработки месторождений с широкими водоплавающими зонами, текущие и конечные расчетные величины нефтеотдачи водонефтяных зон существенно ниже, чем основной части залежи. Между тем

**Фактические и расчетные коэффициенты нефтеотдачи
по некоторым длительно разрабатываемым залежам**

Месторождение, продуктивный пласт	Коэффициенты нефтеотдачи		
	фактиче- ские	по уравнениям	
		(X.2)	(X.3)
Яблоневый Овраг, B ₂	0,55	0,56	0,55
Д	0,67	0,64	0,64
Заборовское, B ₂	0,36	0,35	0,36
Зольненское, B ₂	0,65	0,70	0,68
Д _{II}	0,55	0,51	0,52
Сызранское, B ₂	0,42	0,43	0,43
Константиновское, Д _{II}	0,54	0,55	0,57
Полазнинское, B ₆	0,54	0,52	0,52
Озек-Суат, IX	0,57	0,54	—
Зимняя Ставка, IX	0,46	0,46	—

в этих зонах могут быть сосредоточены значительные запасы нефти. В связи с этим большое практическое значение имеет оценка нефтеотдачи отдельно по зонам.

На основании многомерного корреляционного анализа девонских залежей Башкирии и Татарии [Абызбаев И. И., Насыров Г. Г., 1975] установлена следующая зависимость конечной нефтеотдачи водонефтяных зон ($\eta_{ВНЗ}$, %) от скорости фильтрации жидкости v_{ϕ} (м/год), показателя эффективности процесса вытеснения $\operatorname{tg} \alpha$, плотности сетки скважин S , коэффициента песчаности $K_{п}$ и проницаемости $k_{пр}$.

$$\eta_{ВНЗ} = 20,6060 + 0,3845 v_{\phi} + 65,5104 \operatorname{tg} \alpha - 0,2712 S + \\ + 35,6780 K_{п} - 0,0306 k_{пр}. \quad (X.4)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели равен 0,922, относительная погрешность $\pm 12\%$. Плотность сетки скважин, по уравнению (X.4), соответствует отношению общей площади водонефтяной зоны к числу перебивавших в эксплуатации скважин.

Исследованные объекты характеризуются невысокими значениями относительной вязкости пластовой нефти (1,0—3,5). Плотность сетки скважин изменяется от 25 до 100 га/скв. и выше, проницаемость $12-60 \cdot 10^{-14}$ м².

Полученная модель может быть использована для оценки конечной нефтеотдачи водонефтяных зон в процессе их разработки.

Большой объем исследований нефтеотдачи с помощью многомерного корреляционного анализа проведен по длительно эксплуатируемым месторождениям продуктивной толщи неогеновых отложений Азербайджана. Анализировались залежи, приуроченные к терригенным поровым коллекторам и разрабатываемые в условиях водонапорного или смешанного режима (режим растворенного газа с последующим переходом на водонапорный).

М. Т. Абасовым и др. (1975 г.) установлена следующая зависимость конечного коэффициента нефтеотдачи по 70 залежам Азербайджана от коэффициента песчаности $K_{п}$, количества цементирующего вещества $K_{ц}$, вязкости пластовой нефти $\mu_{н}$ и коэффициента расчлененности k_p :

$$\eta = 0,49 + 0,0051 K_{п} - 0,0063 K_{ц} - 0,00017 (\mu_{н} - 10,6)^2 + 0,00059 \times \\ \times (\mu_{н} - 10,6) (K_{ц} - 37,9) + 0,00044 (k_p - 5,8) (K_{п} - 37,7). \quad (X.5)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели составляет 0,82, средняя квадратическая погрешность $\pm 0,12$.

Количество цементирующего вещества соответствует суммарному содержанию фракции менее 0,01 мм и карбонатности.

Уравнение (X.5) справедливо при следующих значениях входных параметров: $K_n = 8-77\%$; $k_p = 2-14$; $K_n = 20-55\%$; $\mu_n = 1,4-30$ мПа·с.

Полученная модель может быть использована для оценки конечной нефтеотдачи залежей на стадии геологоразведочных работ. Однако роль отдельных параметров в данной модели несколько смещена, так как она не учитывает непосредственное влияние ряда геологических и технологических факторов (проницаемости, объема прокачиваемой через залежь воды и др.), которые оказывают существенное воздействие на нефтеотдачу в рассматриваемых условиях.

Одновременно с приведенной моделью разработана статистическая модель нефтеотдачи по материалам 36 залежей Азербайджана и Туркмении [Абасов М. Т., 1973 г.; Султанов Ч. А., 1974 г.], базирующаяся в основном на технологических показателях — темпе отбора нефти T_n , проницаемости $k_{пр}$, коэффициенте безводной нефтеотдачи $\eta_{бевз}$, плотности сетки скважин S .

Уравнение зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи от указанных параметров имеет следующий вид:

$$\eta = 0,153 + 0,053 T_n + 0,025 \ln k_{пр} - 0,0021 (\eta_{бевз} - 19,9) \times \\ \times (T_n - 5,59) + 3,25 \left(\frac{1}{S} - 0,17 \right)^2. \quad (X.6)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.6) равен 0,93. Рассмотренные факторы контролируют 86 % наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи, средняя квадратическая погрешность определения коэффициента нефтеотдачи полученной модели составляет $\pm 0,05$.

Темп отбора нефти по уравнению (X.6) соответствует среднегодовому до достижения максимальной добычи нефти (в % от балансовых запасов). Безводная нефтеотдача принята до 10 % обводнения. Плотность сетки определена с учетом числа одновременно работающих скважин в период максимальной годовой добычи.

Исследованные залежи характеризуются близкими значениями вязкости пластовой нефти (2—6 мПа·с). Количество прошедшей через залежь воды составляет 1,0—2,3 поровых объемов. Темп отбора изменяется от 2 до 10 %, коэффициент безводной нефтеотдачи от 0,02 до 0,41, плотность сетки от 3,3 до 16,6 га/скв., проницаемость $3-50 \cdot 10^{-14}$ м².

Полученная модель может быть использована для оценки конечной нефтеотдачи в процессе разработки после достижения на исследуемых залежах максимальной годовой добычи нефти и начала их обводнения.

Большое число факторов учтено при создании статистической модели по данным 36 залежей Азербайджана [Багаров Т. Ю., 1973]: вязкость пластовой нефти μ_n , проницаемость $k_{пр}$, объем отобранной воды в поровых объемах V_n , плотность сетки скважин S , уровень максимальной годовой добычи нефти q , безводная нефтеотдача $\eta_{бевз}$.

Уравнение зависимости конечной нефтеотдачи η от рассмотренных показателей имеет следующий вид:

$$\eta = 20,7 - 0,6737 \mu_n + 14,9867 \lg k_{пр} + 7,2 V_n - 0,3067 S + \\ + 0,392 q + 0,1434 \eta_{бевз}. \quad (X.7)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.7) составляет 0,93. Исследованные факторы контролируют 86,5 % наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи. Относительно низкое влияние проницаемости на нефтеотдачу в полученной модели объясняется тем, что исследованию подверглись залежи, проницаемость которых изменялась в интервале $2-5 \cdot 10^{-13}$ м².

Полученная модель так же, как и уравнение (X.6), может применяться для оценки конечной нефтеотдачи в процессе разработки залежей после достижения максимальной годовой добычи нефти и начала обводнения.

В. К. Гомзиковым (1978) предложены статистические модели нефтеотдачи по 35 залежам Азербайджана с учетом основных факторов, оказывающих существенное влияние на разработку залежей и позволяющих достаточно полно охарактеризовать физический процесс извлечения нефти в рассматриваемых условиях.

В число этих параметров вошли относительная вязкость нефти μ_o , проницаемость $k_{пр}$, коэффициент пористости K_p , песчанистости K_n , эффективная нефтенасыщенная мощность h , объемный коэффициент пластовой нефти b , количество прокачиваемой воды в поровых объемах τ , темп отбора жидкости T . В качестве конечной принята нефтеотдача при обводнении продукции 95 %.

Уравнение зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи от рассмотренных факторов имеет следующий вид:

$$\eta = -0,409 - 0,01 \mu_o + 0,261 K_p + 0,0036 h + 1,571 k_{пр} + 0,04 \tau + 0,004 T + 0,12 \lg k_{пр} + 0,451 b. \quad (X.8)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.8) равен 0,932. Указанные факторы контролируют 86,9 % фактической изменчивости нефтеотдачи. Коэффициент нефтеотдачи определяется со средней квадратической погрешностью $\pm 0,05$. Темп отбора жидкости, по уравнению (X.8), соответствует отношению среднегодового отбора, взвешенного по числу добывающих скважин, к балансовым запасам нефти.

Полученная модель может использоваться для определения конечной нефтеотдачи в процессе разработки залежей.

Для оценки конечного коэффициента нефтеотдачи залежей до начала их разработки предложено следующее уравнение с учетом рассмотренных параметров:

$$\eta = -0,674 - 0,01 \mu_o + 0,306 K_p + 0,0019 h + 1,998 k_{пр} + 0,144 \lg k_{пр} + 0,71 b. \quad (X.9)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели составляет 0,907. Исследованные факторы контролируют 82,3 % наблюдаемой изменчивости нефтеотдачи. Коэффициент нефтеотдачи определяется со средней квадратической погрешностью $\pm 0,05$.

Статистические зависимости (X.8) и (X.9) охватывают широкий диапазон входных параметров и нефтеотдачи: $\mu_o = 0,6-25,8$; $\mu_{o, ср} = 10,1$; $K_p = 0,12-0,83$; $K_{p, ср} = 0,50$; $h = 3-39$ м; $h_{ср} = 15,5$ м; $k_{пр} = 14-78 \cdot 10^{-14}$ м²; $k_{пр, ср} = 246 \cdot 10^{-15}$ м²; $k_n = 0,18-0,25$; $k_{n, ср} = 0,22$; $b = 1,02-1,22$; $b_{ср} = 1,12$; $\tau = 0,54-3,50$; $\tau_{ср} = 1,80$; $T = 1,0-19,4$ %; $T_{ср} = 6,1$ %; $\eta = 0,16-0,81$; $\eta_{ср} = 0,56$.

Полученные модели справедливы в условиях значительного снижения пластового давления ниже давления насыщения (более 50 %) и плотной сетки скважин (в пределах 0,7-8,2 га/скв.). Эти показатели не включены в модели (X.7) и (X.8), так как они не оказывают значительного влияния на коэффициент нефтеотдачи в условиях Апшеронского полуострова.

Отсутствие существенной зависимости нефтеотдачи от степени снижения пластового давления объясняется тем, что исследованные продуктивные горизонты сильно неоднородны. Незначительное влияние плотности сетки скважин в рассматриваемом районе связано с небольшим диапазоном изменения этого показателя.

В табл. 22 приводятся в качестве примера фактические коэффициенты нефтеотдачи практически выработанных залежей Азербайджана, обводненность которых превышает 97-98 %, рассчитанные по уравнениям (X.8) и (X.9).

Как видно из табл. 22, расчетные величины нефтеотдачи хорошо согласуются с фактическими, что свидетельствует о достаточной надежности статистических зависимостей (X.8) и (X.9).

**Фактические и расчетные коэффициенты нефтеотдачи
по некоторым длительно разрабатываемым залежам Азербайджана**

Месторождение, участок, продуктивный пласт	Коэффициенты нефтеотдачи		
	фактиче- ские	по уравнениям	
		(X.8)	(X.9)
Сураханы:			
центральное поле, IX	0,60	0,62	0,60
то же, НКП _I	0,72	0,72	0,71
юго-восточное поле, ПК ₂	0,62	0,61	0,64
Кала:			
северное + южное поля, НКП	0,68	0,68	0,63
северо-западное поле, ПК	0,58	0,54	0,53
Локбатан-Пути:			
северное поле, НКГ	0,18	0,16	0,20
периклинальное поле, НКГ	0,16	0,16	0,19
Бибиэбат:			
восточное + западное поля, НКП ₂	0,53	0,48	0,51
Карачухур, НКП	0,53	0,58	0,54
Карачухур, НКГ	0,43	0,48	0,44

Рассмотренные выше модели охватывают большой комплекс параметров в широком диапазоне их изменения, что позволяет использовать полученные зависимости в условиях Азербайджана для оценки конечной нефтеотдачи залежей на разных стадиях разработки. Эти модели базируются на различных совокупностях объектов, что обеспечивает получение по ним независимых оценок нефтеотдачи.

§ 3. Зарубежные данные по определению нефтеотдачи с помощью многомерных статистических зависимостей

Ряд статистических зависимостей конечной нефтеотдачи с помощью многомерного корреляционного анализа получен зарубежными исследователями, в частности, по месторождениям США. По данным 70 залежей, приуроченных к песчаникам и разрабатываемых при водонапорном режиме которые по заданию Американского нефтяного института анализировали Ерейз и Баклей), Гутри и Гринбергер разработали статистическую модель нефтеотдачи в зависимости от вязкости нефти μ_n , проницаемости k_{np} , коэффициента пористости k_n , эффективной нефтенасыщенной мощности h и коэффициента нефтенасыщенности k_n .

Уравнение зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи от рассмотренных факторов имеет следующий вид:

$$\eta = 0,11403 + 0,2719 \lg k_{np} + 0,25569 (1 - k_n) - 0,1355 \lg \mu_n - 1,538 k_n - 0,00115 h. \quad (X.10)$$

Исследуемые параметры имели следующие значения $k_{np} = 4 - 500 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$; $k_{np, \text{cp}} = 1122 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $\mu_n = 0,4 - 16,8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_{n, \text{cp}} = 2,7 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $k_n = 0,14 - 0,34$; $k_{n, \text{cp}} = 0,26$; $h = 1,5 - 101 \text{ м}$; $h_{\text{cp}} = 15 \text{ м}$; $k_n = 0,58 - 0,90$; $k_{n, \text{cp}} = 0,72$; $\eta = 0,238 - 0,782$; $\eta_{\text{cp}} = 0,50$.

В полученной модели наблюдается обратная связь нефтеотдачи с пористостью, эффективной нефтенасыщенной мощностью и нефтенасыщенностью.

что обусловлено, очевидно, наличием существенных корреляционных зависимостей между рассмотренными показателями. Таким образом, модель является сугубо интерполяционной.

Следует иметь в виду, что многие объекты, использованные при разработке рассмотренной модели нефтеотдачи, находились на ранней стадии эксплуатации и не характеризовали конечной нефтеотдачи.

Исследования Гутри и Гринбергера были в дальнейшем продолжены под руководством Арпса. В результате проведенного исследования предложены статистические зависимости конечной нефтеотдачи по 70 залежам с водонапорным режимом (пески и песчаники) и по 80 залежам с режимом растворенного газа (пески, песчаники, карбонаты).

В модель нефтеотдачи для водонапорного режима вошли относительное содержание нефти в пласте, представляющее собой отношение произведения коэффициента пористости k_n на коэффициент нефтенасыщенности k_n к объемному коэффициенту нефти b , подвижность, выражающаяся отношением проницаемости $k_{пр}$ к относительной вязкости нефти μ_n/μ_v , коэффициент водонасыщенности $1-k_n$ и отношение начального пластового давления p_0 к текущему p .

Уравнение зависимости конечной нефтеотдачи η от рассмотренных параметров имеет следующий вид:

$$\eta = 54,898 \left(\frac{k_n k_n}{b} \right)^{0,0422} \left(\frac{k_{пр} \mu_v}{\mu_n} \right)^{0,077} (1 - k_n)^{-0,1903} \left(\frac{p_0}{p} \right)^{-0,2159} \quad (X.11)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.11) равен 0,958. Рассмотренные факторы контролируют 91,8 % фактической изменчивости нефтеотдачи. Относительная погрешность для полученного уравнения составляет 17,6 %.

Модель охватывает широкий диапазон изменения исходных параметров: $k_{пр} = 11-400 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_{пр.ср} = 568 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_n = 0,111-0,350$; $k_{н.ср} = 0,256$; $k_n = 0,948-0,530$; $k_{н.ср} = 0,750$; $\mu_n = 0,2-500 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_{н.ср} = 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_v = 0,24-0,95 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_{в.ср} = 0,46 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $b = 0,997-2,950$; $b_{ср} = 1,238$; $p_0 = 3,15-47,52 \text{ МПа}$; $p_{0.ср} = 19,4 \text{ МПа}$; $p = 0,7-35,07 \text{ МПа}$; $p_{ср} = 13,79 \text{ МПа}$; $\eta = 27,8-86,7 \%$; $\eta_{ср} = 51,1 \%$.

Для режима растворенного газа статистическая модель нефтеотдачи представлена в зависимости от тех же факторов, что и для водонапорного режима:

$$\eta = 41,815 \left(\frac{k_n k_n}{b_{нас}} \right)^{0,1611} \left(\frac{k_{пр}}{\mu_{н.нас}} \right)^{0,0979} \times \\ \times (1 - k_n)^{0,3722} \left(\frac{p_{нас}}{p} \right)^{0,1741} \quad (X.12)$$

где $p_{нас}$ — давление насыщения; $b_{нас}$ — объемный коэффициент нефти при давлении насыщения; $\mu_{н.нас}$ — вязкость нефти при давлении насыщения. Остальные параметры соответствуют данным уравнения (X.11).

Коэффициент множественной корреляции уравнения (X.12) составляет 0,932, относительная погрешность 22,9 %.

Модель справедлива в широком диапазоне исходных переменных. Для песков и песчаников: $k_{пр} = 6-940 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_{пр.ср} = 51 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_n = 0,115-0,299$; $k_{н.ср} = 0,188$; $k_n = 0,850-0,500$; $k_{н.ср} = 0,700$; $\mu_{н.нас} = 0,3-6 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_{н.нас.ср} = 0,8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $b_{нас} = 1,050-1,900$; $b_{нас.ср} = 1,310$; $p_{нас} = 4,47-30,82 \text{ МПа}$; $p_{нас.ср} = 12,25 \text{ МПа}$; $p = 0,07-7,0 \text{ МПа}$; $p_{ср} = 1,05 \text{ МПа}$; $\eta = 0,95-46,0 \%$; $\eta_{ср} = 21,3 \%$. Для карбонатов (известняков, доломитов): $k_{пр} = 1-252 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_{пр.ср} = 16 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $k_n = 0,042-0,200$; $k_{н.ср} = 0,135$; $k_n = 0,837-0,650$; $k_{н.нас} = 0,750$; $\mu_n = 0,2-1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_{н.ср} = 0,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $b_{нас} = 1,200-2,067$; $b_{нас.ср} = 1,346$; $p_{нас} = 8,96-25,05 \text{ МПа}$; $p_{нас.ср} = 16,68 \text{ МПа}$; $p = 0,35-9,1 \text{ МПа}$; $p_{ср} = 1,4 \text{ МПа}$; $\eta = 15,5-20,7 \%$; $\eta_{ср} = 17,6 \%$.

При использовании данной модели для перенасыщенных нефтей (давление насыщения $p_{нас}$ ниже начального) к величине нефтеотдачи, рассчитанной по уравнению (X.12), необходимо добавить дополнительную нефтеотдачу за счет упругих сил залежи при снижении пластового давления с p_0 до $p_{нас}$.

Полученные статистические зависимости применяются в ряде нефтегазовых районов США, данные о месторождениях которых использованы при разработке рассмотренных моделей нефтеотдачи.

§ 4. Определение нефтеотдачи при режиме растворенного газа на основе физических свойств нефти

По данным аналитических, экспериментальных и промысловых исследований ВНИИ установлена зависимость конечной нефтеотдачи при режиме растворенного газа от вязкости нефти, коэффициента растворимости газа и объемного коэффициента пластовой нефти при давлении насыщения. В табл. 23 приводятся величины нефтеотдачи при режиме растворенного газа в зависимости от указанных факторов. Эти данные могут быть использованы для приближенной оценки коэффициентов нефтеотдачи.

Таблица 23

Величины нефтеотдачи при режиме растворенного газа в зависимости от физических свойств нефти

Объемный коэффициент пластовой нефти	Коэффициент растворимости газа	Коэффициент нефтеотдачи при вязкости нефти в мПа·с		
		3—13	1—3	0,5—1
1,0	0,5	0,13—0,16	0,20—0,25	0,25
	1,0	0,16—0,20	0,20—0,30	0,30
1,2	0,5	0,06—0,10	0,10—0,16	0,20
	1,0	—	0,15—0,25	0,25
1,4—1,5	0,5	—	—	0,15
	1,0	—	—	0,10

Глава XI

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

Существуют три метода подсчета запасов нефти — объемный, материального баланса и эмпирический. Выбор метода подсчета запасов зависит от режима работы и степени истощения залежи. Объемным методом и методом материального баланса подсчитывают геологические запасы нефти, эмпирическим — извлекаемые.

Извлекаемые запасы нефти рассчитывают на основе геологических запасов и коэффициентов нефтеотдачи. Запасы растворенного в нефти газа подсчитывают по запасам нефти и растворимости газа.

§ 1. Объемный метод

Объемный метод подсчета запасов нефти основан на определении геометрических размеров залежи, емкости пустотного пространства, степени насыщения его нефтью и параметров, учитывающих перевод нефти из пластовых условий в поверхностные.

Геологические запасы нефти могут быть подсчитаны по формуле

$$Q_0 = F h k_{\pi} k_n \theta \rho, \quad (X1.1)$$

где Q_0 — геологические запасы нефти при стандартных условиях, т; F — площадь залежи, м²; h — эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м; k_{π} — коэффициент открытой пористости; k_n — коэффициент нефтенасыщенности; θ — пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность; $\theta = 1/b$ (b — объемный коэффициент пластовой нефти); ρ — плотность нефти при стандартных условиях, т/м³.

Извлекаемые запасы нефти Q_n можно рассчитать, умножив величину геологических запасов на коэффициент нефтеотдачи, т. е.

$$Q_n = Q_0 \eta. \quad (X1.2)$$

Поскольку продуктивные пласты неоднородны по своим геолого-физическим свойствам, подсчетные параметры, входящие в формулы (X1.1) и (X1.2), необходимо взвешивать с учетом характера их распределения по объему залежи. Обычно объем пласта определяют по карте изопакит. Он может быть получен также способом графического интегрирования по профилям.

Кроме собственно объемного метода существуют различные его модификации.

Вариант удельных запасов используется в двух модификациях — с помощью изолиний и многоугольников. В первом случае подсчитывают удельные запасы нефти, приходящейся на единицу площади в районе каждой скважины, с последующим изображением содержания запасов нефти по площади залежи в виде изолиний. Во втором случае находят удельные запасы, приходящиеся на площадь дренирования каждой скважины, изображаемую в виде многоугольников.

Объемно-статистические варианты основаны на использовании данных об отдельных подсчетных параметрах, определяемых по выработанным залежам или их частям с последующей экстраполяцией этих данных на аналогичные геологически сходные площади или участки. Обычно при этом рассчитывают следующие параметры:

$$\eta_1 = \frac{Q_1}{F_1 h_1 k_{\pi 1} k_{n1} \rho_1 \theta_1}; \quad (X1.3)$$

$$x = k_{n1} \eta_1 = \frac{Q_1}{F_1 h_1 k_{\pi 1} \rho_1 \theta_1}; \quad (X1.4)$$

$$q = k_{\pi 1} k_{n1} \rho \theta_1 \eta_1 = \frac{Q_1}{F_1 h_1}, \quad (X1.5)$$

где Q_1 — накопленная добыча нефти из выработанной залежи; F_1 , h_1 , $k_{\pi 1}$, ρ_1 , θ_1 , η_1 — соответственно площадь, эффективная нефтенасыщенная мощность, пересчетный коэффициент, плотность нефти, коэффициент нефтеотдачи выработанной залежи или ее участка. Произведение $k_{n1} \eta_1$ представляет собой коэффициент использования пор x . Показатель q характеризует добычу нефти на единицу площади и эффективной нефтенасыщенной мощности пласта.

Извлекаемые запасы нефти по новым площадям или участкам залежи могут быть определены по следующим формулам:

$$Q_n = F h k_{\pi} k_n \theta \rho \eta; \quad (X1.6)$$

$$Q_n = F h k_{\pi} \theta \rho x; \quad (X1.7)$$

$$Q_n = F h q. \quad (X1.8)$$

Продуктивные пласты неоднородны по литологии, геолого-физическим свойствам и продуктивности. Для более точной оценки ресурсов и рациональной разработки нефтяных месторождений следует дифференцированно подсчитывать запасы нефти с учетом указанных характеристик продуктивных пластов. Для этого могут быть использованы различные способы, например дифференциация запасов нефти на основе объемного метода по литологии, пористости, продуктивности и т. д. Применение данных о среднестатистических разрезах и удельных запасах позволяет также охарактеризовать распределение запасов нефти по разрезу и площади залежи.

§ 2. Метод материального баланса

Принцип метода материального баланса заключается в равенстве количества извлеченных и оставшихся в залежи пластовых флюидов первоначальному их количеству.

Можно выделить две схемы составления уравнений материального баланса — для режимов истощения и напорных режимов.

2.1. Режимы истощения

При разработке залежей на режимах истощения, т. е. на упруго-водонапорном, упругом, растворенного газа, газовой шапки и смешанном, происходит перераспределение содержащихся в них нефти, воды и газа вследствие снижения пластового давления. Эти изменения физического состояния пластовых флюидов и пустотного пространства пласта лежат в основе уравнения материального баланса при режимах истощения.

Самым общим случаем разработки залежи на режиме истощения является ее эксплуатация при смешанном режиме.

Наиболее полно смешанный режим может быть охарактеризован следующими условиями: нефть полностью насыщена газом (пластовое давление равно давлению насыщения, в начале разработки имеется газовая шапка); в процессе разработки на вытеснение нефти оказывают влияние упругие силы залежи (включая нефть, связанную воду и породу) и внедрение в пласт законтурной воды; на залежи осуществляется также искусственное воздействие путем закачки воды и газа.

В этом случае геологические запасы нефти могут быть получены [Гришин Ф. А., 1975] по уравнению

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) V] - (W + W_i - w) \lambda + G_i V}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{V_0} (V - V_0) + \frac{b_0}{1 - k_{\text{в}}} (\beta_{\text{п}} - k_{\text{в}} \beta_{\text{в}}) \Delta p}. \quad (\text{XI.9})$$

где Q_0 — геологические запасы нефти в стандартных условиях, м^3 ; Q_n — накопленная на дату расчета добыча нефти при стандартных условиях, м^3 ; r_0 — растворимость газа в нефти при начальном давлении, приведенная к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$; r_p — средний газовый фактор за период добычи Q_n объемов нефти, приведенный к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$ (определяется как отношение накопленной добычи газа к накопленной добыче нефти на дату расчета); V_0 , V — объемные коэффициенты пластового газа, соответствующие начальному и текущему (на дату расчета) давлению; b_0 — объемный коэффициент пластовой нефти при начальном давлении; b_1 — двухфазный объемный коэффициент нефтегазовой смеси (пластовая нефть и газ), $b_1 = b + (r_0 - r) V$, где b — объемный коэффициент пластовой нефти при текущем давлении; r — растворимость газа в нефти при текущем давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; λ — объемный коэффициент пластовой (закачанной) воды, соответствующий текущему давлению; W — количество вошедшей на дату расчета в залежь воды при стандартных условиях, м^3 ; W_i — количество закачанной

на дату расчета в залежь воды при стандартных условиях, м³; w — накопленная на дату расчета добыча воды при стандартных условиях, м³; G — количество закачанного на дату расчета в залежь газа при стандартных условиях, м³; δ — отношение объема пор, занятых на дату расчета газовой шапкой, к объему пор, занятых нефтью; k_a — коэффициент водонасыщенности; β_n , β_a — коэффициенты сжимаемости породы и связанной воды, 1/МПа; Δp — величина снижения пластового давления от начального до текущего.

В случае, когда какой-либо из элементов пластовых сил отсутствует, формула (XI.9) соответствующим образом упрощается.

Для естественного упруго-водонапорного режима, когда отсутствует газовая шапка ($\delta=0$, $G=0$), вода не закачивается ($W_i=0$), газовый фактор стабилен и соответствует растворимости газа ($r_p=r_0$), формула (XI.9) приобретает следующий вид:

$$Q_0 = \frac{Q_n b - (W - w) \lambda}{b - b_0 + \frac{b_0 (\beta_n + k_a \beta_a)}{1 - k_a} \Delta p} \quad (XI.10)$$

В рассматриваемых условиях, когда пластовое давление выше давления насыщения, объемный коэффициент пластовой нефти определяется ее сжимаемостью:

$$\beta_n = \frac{b - b_0}{b_0 \Delta p}, \quad (XI.11)$$

откуда

$$b = b_0 (1 + \beta_n \Delta p). \quad (XI.12)$$

С учетом соотношения (XI.11) формула (XI.10) может быть представлена как

$$Q_0 = \frac{Q_n b (1 - k_a) - (W - w) \lambda}{b_0 [\beta_n + \beta_n - k_a (\beta_n - \beta_a)] \Delta p} \quad (XI.13)$$

Для упругого режима, когда наряду с указанными выше условиями отсутствует поступление воды из законтурной области ($W=0$, $w=0$), формула (XI.10) имеет следующий вид:

$$Q_0 = \frac{Q_n b}{b - b_0 + \frac{b_0 (\beta_n + k_a \beta_a)}{1 - k_a} \Delta p}, \quad (XI.14)$$

а формула (XI.13)

$$Q_0 = \frac{Q_n b (1 - k_a)}{b_0 [\beta_n + \beta_n - k_a (\beta_n - \beta_a)] \Delta p} \quad (XI.15)$$

С учетом уравнения (XI.11) формулу (XI.15) можно представить так:

$$Q_0 = \frac{Q_n (1 - k_a) (1 + \beta_n \Delta p)}{[\beta_n + \beta_n - k_a (\beta_n - \beta_a)] \Delta p} \quad (XI.16)$$

Для режима растворенного газа, когда отсутствуют газовая шапка ($\delta=0$, $G_i=0$) и напор воды ($W=0$, $W_i=0$, $w=0$), а упругие силы залежи пренебрежимо малы по сравнению с энергией газа ($\beta_n=0$; $\beta_n=0$, $\beta_a=0$), уравнение (XI.9) имеет следующий вид:

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) V]}{b_1 - b_0} \quad (XI.17)$$

Для естественного газонапорного режима, т. е. режима газовой шапки, когда отсутствуют закачка газа ($G_i=0$) и напор воды ($W=0$, $W_i=0$, $w=0$), а упругие силы залежи пренебрежимо малы по сравнению с энергией свободного и растворенного в нефти газа ($\beta_n=0$, $\beta_n=0$, $\beta_n=0$), уравнение (XI.9) выражается так:

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) V]}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{V_0} (V - V_0)} \quad (XI.18)$$

2.2. Напорные режимы

В условиях напорных режимов, т. е. водонапорного и газонапорного, объем пустотного пространства залежи остается постоянным. В этих условиях исходя из того, что

$$Q_0 = V_{п. пр} k_{н. нач} \theta;$$

$$Q_{ост} = V_{п. пр} k_{н. тек} \theta,$$

можно записать

$$Q_n = Q_0 - Q_{ост} = V_{п. пр} (k_{н. нач} - k_{н. тек}) \theta,$$

откуда

$$k_{н. тек} = k_{н. нач} - \frac{1}{V_{п. пр} \theta} Q_n \quad (XI.19)$$

где Q_0 и $Q_{ост}$ — соответственно начальные и остаточные геологические запасы нефти при стандартных условиях, м³; $V_{п. пр}$ — объем пустотного пространства залежи, м³; $k_{н. нач}$, $k_{н. тек}$ — соответственно начальный и средний взвешенный текущий коэффициенты нефтенасыщенности пласта, м³; θ — пересчетный коэффициент пластовой нефти; Q_n — накопленная на дату расчета добыча нефти при стандартных условиях, м³.

Выражение (XI.19), представляющее собой прямолинейную зависимость текущей нефтенасыщенности от накопленной добычи, может быть использовано для определения геологических запасов нефти [Мартыросян В. Б., Калашнев В. В., Журик И. В., 1974].

Величина параметра $k_{н. нач}$ в уравнении (XI.19) соответствует ординате прямой, при значении Q_n равно нулю, т. е. начальной нефтенасыщенности пласта; величина $1/V_{п. пр} \theta$ соответствует наклону прямой.

Начальные геологические запасы нефти можно рассчитать по уравнению (XI.19) экстраполяцией до остаточной нефтенасыщенности, равной нулю.

§ 3. Эмпирические методы

Эмпирические методы подсчета запасов основаны на промысловых данных, учитывающих закономерности изменения текущей и накопленной добычи нефти или обводнения залежей в процессе их эксплуатации.

В первом случае применяются кривые изменения добычи, во втором — характеристики вытеснения. Кривые изменения добычи используются для различных режимов разработки, характеристики вытеснения — для водонапорного режима.

Запасы нефти подсчитывают путем экстраполяции кривых изменения добычи или характеристик вытеснения до предельных рентабельных дебитов и обводненности продукции.

Применение эмпирических методов возможно на поздней стадии разработки, в условиях существенного снижения добычи нефти и высокой обводненности продукции. Эти методы позволяют определять извлекаемые запасы нефти при существующих условиях эксплуатации залежей.

3.1. Методы подсчета извлекаемых запасов нефти, основанные на кривых изменения добычи

Выделяют два типа кривых изменения добычи: кривые падения текущей добычи и кривую накопленной добычи. Первый тип включает кривую при постоянном проценте падения добычи, гармоническую и гиперболическую кривые.

Для кривой при постоянном проценте падения добычи отмечается линейная связь между логарифмом дебита и временем разработки [Arps J. J., 1956 г.; Stevens W. F., 1961 г.]. Для этого случая остаточные извлекаемые запасы нефти к концу разработки можно определить по формуле

$$Q_{н. ост} = \frac{q_n - q_0}{2,3 \lg(1 - D)}, \quad (XI.20)$$

где $Q_{н. ост}$ — остаточные извлекаемые запасы нефти к концу разработки залежи, т; q_0 — начальная годовая добыча нефти, т; q_n — конечная годовая добыча нефти, т; D — мгновенное падение добычи.

Величина $2,3 \lg(1 - D)$ соответствует наклону прямой в координатах $\lg q$ и t . Она определяется на основании фактических данных эксплуатации исследуемых пластов способом наименьших квадратов.

Время $t_{ост}$, необходимое для извлечения остаточных запасов нефти, рассчитывается по формуле

$$t_{ост} = \frac{2,3 \lg r}{2,3 \lg(1 - D)}, \quad (XI.21)$$

где $r = q_0/q_n$.

Для гармонической кривой график в координатах $\lg q$ и Q_n дает прямую линию с наклоном $D/2,3 q_0$.

Остаточные извлекаемые запасы нефти к концу разработки определяются по формуле

$$Q_{н. ост} = 2,3 \frac{q_0}{D_0} \lg \frac{q_0}{q_n}, \quad (XI.22)$$

где D_0 — начальное падение добычи.

Время рассчитывается по формуле

$$t_{ост} = \frac{r - 1}{D_0}. \quad (XI.23)$$

Для гиперболической кривой график в координатах $\lg q$ и $\lg(1 + SD_0 t)$ даст прямую линию с наклоном $1/S$. При построении данной прямой на основе метода наименьших квадратов величина SD_0 оценивается подбором. Зная произведение SD_0 и значение S , можно определить параметр D_0 . Остаточные извлекаемые запасы нефти к концу разработки определяются по формуле

$$Q_{н. ост} = \frac{q_0^S}{(1 - S) D_0} \left[\frac{1}{q_0^{S-1}} - \frac{1}{q_n^{S-1}} \right]. \quad (XI.24)$$

Время рассчитывается по формуле

$$t_{ост} = \frac{r^S - 1}{SD_0}. \quad (XI.25)$$

Метод подсчета извлекаемых запасов нефти, основанный на использовании зависимости накопленной добычи нефти Q_n от времени разработки t , предложен А. В. Копытовым (1970 г.). Этот метод базируется на том, что в системе координат $Q_n t$ и t данная зависимость трансформируется в прямую линию:

$$Q_n t = at - b, \quad (XI.26)$$

угловой коэффициент a которой представляет собой величину извлекаемых запасов нефти.

3.2. Методы подсчета извлекаемых запасов нефти, основанные на характеристиках вытеснения

Характеристики вытеснения нефти водой могут быть выражены в различных модификациях. В соответствии с этим предложены различные способы подсчета извлекаемых запасов нефти, основанные на этих характеристиках.

Метод М. И. Максимова

Метод М. И. Максимова (1965 г.) основан на наличии линейной связи между накопленной добычей нефти Q_n и логарифмом накопленной добычи воды $\lg Q_w$. В системе координат Q_n и $\lg Q_w$ данная зависимость представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом $\lg a$ и отрезком, отсекаемым на оси ординат $\lg b$.

Извлекаемые запасы нефти, которые могут быть получены из залежи до конца ее эксплуатации, можно найти по формулам

$$Q_n = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3b \lg a} \frac{(q_{ж} - q_n)}{q_n} \right]}{\lg a}, \quad (XI.27)$$

или

$$Q_n = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3b \lg a} \frac{f_w}{(1 - f_w)} \right]}{\lg a}, \quad (XI.28)$$

где Q_n — извлекаемые запасы нефти к концу разработки залежи, т; $q_{ж}$ — конечная годовая добыча жидкости, т; q_n — конечная годовая добыча нефти, т; f_w — конечная обводненность продукции, доли единицы; $\lg a$ — угловой коэффициент прямой в системе координат Q_n и $\lg Q_w$.

Время, необходимое для извлечения остаточных запасов нефти, можно найти по формуле

$$t_{ост} = \frac{Q_{н.ост} + b(a_{Q_n} - a_{Q_n})}{q_{ж}}. \quad (XI.29)$$

Метод Б. Ф. Сазонова

Данный метод является по существу модификацией метода М. И. Максимова и отличается тем, что в основу его положена зависимость накопленной добычи нефти Q_n от добычи жидкости $Q_{ж}$, а не воды.

Извлекаемые запасы нефти могут быть получены по формулам

$$Q_n = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3b \lg a} \frac{q_{ж}}{q_n} \right]}{\lg a}, \quad (XI.30)$$

или

$$Q_n = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3b \lg a} \frac{1}{(1 - f_w)} \right]}{\lg a}. \quad (XI.31)$$

Время, необходимое для извлечения остаточных запасов нефти, можно найти по формуле

$$t_{ост} = \frac{b(a_{Q_n} - a_{Q_n})}{q_{ж}}. \quad (XI.32)$$

Метод С. Н. Назарова (1972 г.) основан на наличии зависимости накопленной добычи нефти (жидкости) от накопленной добычи воды. В системе координат $Q_{ж}/Q_{н}$ и $Q_{в}$ эта зависимость представляет собой прямую линию:

$$\frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = a + bQ_{в}, \quad (XI.33)$$

обратная величина углового коэффициента $1/b$ представляет собой величину извлекаемых запасов нефти.

§ 4. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти

Геологические запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают в соответствии с запасами нефти и данными о насыщенности нефти газом:

$$G_0 = Q_0 r_0, \quad (XI.34)$$

где G_0 — геологические запасы растворенного газа при стандартных условиях, m^3 ; Q_0 — геологические запасы нефти при стандартных условиях, т; r_0 — растворимость газа в нефти при начальном давлении, приведенная к стандартным условиям, m^3/t .

Извлекаемые запасы растворенного газа определяют в соответствии с режимом разработки. При эксплуатации залежи на водонапорном режиме, когда газовые факторы скважин во времени постоянны, извлекаемые запасы газа находят по формуле

$$G_{н} = Q_{н} r_0, \quad (XI.35)$$

где $G_{н}$ — извлекаемые запасы растворенного газа при стандартных условиях, m^3 ; $Q_{н}$ — извлекаемые запасы нефти при стандартных условиях, m^3 .

При разработке залежи на режиме растворенного газа извлекаемые запасы газа определяются с учетом освобожденного объема пор за счет извлекаемой нефти, усадки неизвлекаемой нефти и растворенного в ней газа:

$$G_{н} = Q_0 r_0 - Q_{н} b_0 p_e \alpha_e f - Q_{нз} (b_0 - b_e) p_e \alpha_e f - Q_{нз} r_e, \quad (XI.36)$$

где Q_0 , $Q_{н}$, $Q_{нз}$ — геологические, извлекаемые и неизвлекаемые запасы нефти при стандартных условиях, т; r_0 , r_e — растворимости газа в нефти при начальном и конечном давлениях, приведенные к стандартным условиям, m^3/t ; b_0 , b_e — объемные коэффициенты пластовой нефти при начальном и конечном давлениях; p_e — конечное абсолютное давление в пласте, МПа; α_e — поправка на сжимаемость газа; f — поправка на температуру.

В расчетах величину p_e обычно принимают равной 1 МПа.

В практике подсчета запасов используют также упрощенный вариант формулы (XI.36):

$$G_{н} = Q_{н} r_0 + Q_{нз} (r_0 - r_e) - Q_{н} b_0 p_e. \quad (XI.37)$$

Уравнение (XI.37) в отличие от (XI.36) не учитывает поправок на сжимаемость газа, температуру и усадку неизвлекаемой нефти.

Таким образом, рассмотрение существующих методов подсчета запасов нефти и растворенного газа позволяет систематизировать их следующим образом в зависимости от режима разработки, степени промышленного освоения и наличия исходной информации.

Объемным методом подсчитывают геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа. Он применим для различных режимов и стадий

разработки залежей. Использование разных модификаций объемного метода дает возможность подсчитывать запасы при различных количестве и качестве исходных данных.

Методом материального баланса подсчитывают геологические запасы нефти. Он применим в условиях значительного отбора нефти из залежи при различных режимах разработки, для чего используют разные модификации метода.

Эмпирическими методами подсчитывают извлекаемые запасы нефти. Они применимы на поздней стадии разработки, в условиях существенного снижения добычи нефти и высокой обводненности продукции. Использование разных модификаций эмпирических методов позволяет не только подсчитывать запасы при различных режимах разработки залежей, но и учитывать различные аспекты процесса вытеснения нефти.

Глава XII

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ И ПРОЕКТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

§ 1. Общие замечания по оценке точности

При обобщении первичных данных разведки и разработки возникают погрешности двух видов: систематические и случайные.

Выявление систематических погрешностей связано с анализом методов, которыми определяют параметры, и заключается в нахождении их величины и знака.

Систематическая погрешность может рассматриваться как мера «правильности» измерения: результаты измерения постольку правильны, постольку не содержат систематической погрешности и тем правильнее, чем меньше величина этой погрешности.

Устранение систематической погрешности может быть достигнуто путем введения поправки в измерение, размер которой равен абсолютной величине систематической погрешности, а знак — обратный знаку этой погрешности.

Случайные погрешности в отличие от систематических неизбежно присутствуют при всяком измерении (определении) величины признака (параметра). Величина случайной погрешности вычисляется существующими методами теории погрешностей измерений. Она может быть при необходимости уменьшена до желаемой величины разными способами, однако полностью исключить ее из результата определения невозможно, так как ее знак всегда остается неизвестным. Случайная погрешность может служить мерой точности измерения: результаты измерений постольку точны, постольку они не искажены случайными погрешностями и тем точнее, чем больше имеется оснований считать эти погрешности малыми. Однако понятие «точность» в широком смысле связывается с наличием как случайной, так и систематической погрешности.

В соответствии со сказанным оценка точности определения признаков и параметров предполагает в первую очередь исключение грубых просчетов, тенденциозных заключений, необоснованно принятых значений признака путем анализа методики нахождения параметра и проверки всех измерений и расчетов, связанных с определением изучаемых величин, после чего полученные значения параметров должны содержать лишь случайные погрешности, которые и оцениваются во вторую очередь.

Иногда бывает известно, что полученное измерение содержит систематическую погрешность, исключить которую затруднительно. Если при этом есть основания считать ее величину меньшей или равной величине случайной погрешности, то исключать систематическую погрешность нет необходимости. Если же систематическая погрешность превышает случайную и устранить ее невозможно, то замер должен быть забракован и исключен из расчета.

§ 2. Основные источники возникновения систематических погрешностей определения параметров

Выявление основных тенденций к возникновению систематических погрешностей базируется на опыте разведки нефтяных месторождений, а также на анализе технических возможностей измерительных операций и методических приемов, с помощью которых определяются отдельные параметры и производные комплексные характеристики объекта.

К наиболее общим источникам возникновения систематических погрешностей определения параметров относятся следующие.

1. Упрощение структурного плана при построении его по данным бурения поисковых и разведочных скважин. От этого уменьшается длина контура и изменяется представление о площади залежи. Для избавления от подобных погрешностей необходимо анализировать достоверность структурной основы, получаемой по данным сейсморазведки, на разных опорных горизонтах и по его результатам делать вывод о возможной степени сходимости структурных планов по данным бурения и сейсморазведки.

Систематическая погрешность определения площади допускается при использовании структурных карт, построенных по кровле горизонта, а не по кровле коллектора, что особенно характерно для геометризации залежей в карбонатных коллекторах. В этом случае в зависимости от расстояния по глубине между двумя указанными поверхностями h и угла наклона слоев в приконтурной зоне α возникает большая или меньшая по величине погрешность площади ΔF со знаком плюс

$$\Delta F = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha} l,$$

где l — протяженность внешнего контура нефтеносности.

2. Неполный комплекс промыслово-геофизических исследований в интервалах продуктивных отложений иногда не позволяет выделить все непроницаемые прослои, что приводит к завышению эффективной мощности. Для повышения качества выделения мощности необходимо в некоторых скважинах проводить контрольные сопоставления интервалов, выделяемых по стандартному комплексу, с данными диаграмм микрозондирования или бокового микрозондирования. Такие сопоставления позволяют ввести поправку на значения мощности для всех скважин.

Однако в некоторых случаях даже полный комплекс промыслово-геофизических исследований не позволяет фиксировать тонкие глинистые прослои или даже микропрослои, которые могут существенно снижать величину эффективной мощности коллекторов. Для устранения такой погрешности необходимо добиваться полного выноса керна хотя бы из нескольких скважин, анализ которого позволит установить долю неколлекторов в интервалах, относимых по каротажу к эффективной мощности, и использовать эти величины для корректирования значений мощности в других скважинах.

Величина поправки должна обосновываться по данным скважин, равномерно распределенных по площади залежи. В противном случае возможно занижение или завышение объема. Лучше всего определять величину поправки как среднюю взвешенную по площади залежи.

3. Систематические погрешности значений эффективной мощности могут быть допущены в результате неправильного определения нижних пределов коллекторов и соответствующих им геофизических характеристик, в частности за счет непредставительности выборки, по которой обосновываются критические величины параметров. Избежать подобных погрешностей можно путем повышения представительности керна, более равномерного освещения им разрезов скважин и площади залежи.

Для решения практических задач по обоснованию нижних пределов и выделению эффективных мощностей на конкретном месторождении обычно стремятся пользоваться различными статистическими зависимостями, построенными по данным, полученным по этому месторождению. Однако при ограниченном объеме исходных данных указанные зависимости могут быть

ненадежными. В этих условиях лучше использовать обобщенные (для ряда месторождений или для целого района) зависимости, выведенные по большому фактическому материалу или исходя из общетеоретических положений и представлений.

4. При определении коллекторских свойств по керну иногда допускаются систематические погрешности из-за того, что отсутствует оценка представительности выноса керна. В частности, из-за бытующего на практике, но не всегда обоснованного суждения о том, что не выносятся прежде всего высокопористые разности, производится тенденционный отбор на анализы лучших из имеющихся в разрезе разностей пород. В качестве мер по предотвращению систематических погрешностей в этих случаях следует считать равномерный отбор образцов керна по разрезу: с определенного интервала (зависящего от изменчивости пород) один образец, характерный для данного интервала.

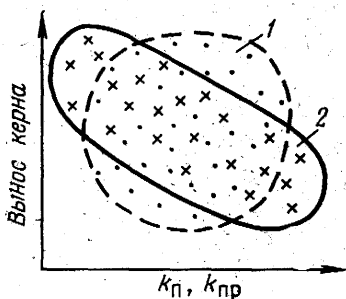


Рис. 97. Анализ степени равномерности выноса керна
1 — связи нет, выносятся все разности; 2 — связь есть, процент выноса керна у лучших разностей меньше

В случае плохого выноса керна необходимо исследование вопроса об отсутствии выноса тех или иных разностей. Для этой цели полезно строить графики зависимости процента выноса керна в однородном интервале отбора от среднего значения пористости или проницаемости в этом интервале (рис. 97).

Отсутствие связи между указанными величинами свидетельствует об одинаковом выносе разных типов пород и, наоборот, наличие ее говорит о преимущественном выносе одних разностей пород по сравнению с другими. Решение этой задачи позволит обоснованно выбирать метод определения параметра, например отдавать предпочтение керновым или промыслово-геофизическим данным.

5. Некоторые методы определения нефтенасыщенности могут быть источниками значительных систематических погрешностей (например, определение остаточной воды центрифугированием или капиллярной пропиткой). Для их устранения необходимо сопоставлять результаты определения нефтенасыщенности по указанным методам с данными, полученными по кернам, отобранным из скважин, пробуренных на нефтяном или нефилътрующемся растворе. Это позволит проэталонировать применяемые методики и сделать необходимые поправки.

6. При отборе глубинных проб нефти и газа необходимо иметь в виду возможную изменчивость их свойств в залежи, например повышение плотности и уменьшение газонасыщенности от свода к контуру. В этих условиях во избежание систематических погрешностей параметров нефти и газа пробы необходимо отбирать в скважинах, равномерно распределенных по объему залежи.

7. Систематические погрешности могут быть допущены и при геометризации объема залежи, особенно в литологически изменчивых коллекторах. Линейная интерполяция суммарной эффективной мощности пласта, состоящего из ряда выклинивающихся между скважинами прослоев, приводит к завышению объема. Для достоверной оценки объема в этих случаях необходимо строить карты эффективной нефтенасыщенной мощности отдельно по каждому прослою, когда создается возможность учета зон выклинивания коллекторов.

При преимущественном замещении коллекторов между скважинами в случае суммарной геометризации нескольких прослоев завышения объема не происходит, и поэтому дробление пласта на отдельные прослои становится излишним.

Отсюда ясно, что во избежание систематических погрешностей и для объективного определения степени разделения залежи на объекты подсчета

запасов необходимо перед построением карт изопакит провести анализ условий осадконакопления и выявить преимущественный характер литологической изменчивости данного горизонта.

8. Завышение объема залежи возможно при неодинаковом методическом подходе к определению параметров. Так, если при определении пористости по керну выбрасываются замеры, имеющие значения ниже предельных для данного типа коллектора, то одновременно с этим следует сократить и эффективную мощность в разрезе скважин на соответствующую величину. При отсутствии такой возможности (нет надежной привязки керна к интервалам разреза и др.) надо отказаться от корректирования пористости, поскольку оно исказит реальные соотношения между различными параметрами объема залежи.

9. Значительные систематические погрешности возникают при расчете средних из ряда первичных замеров признака в результате неучета разноточности (весовых значений) отдельных замеров признака в исследуемой совокупности. Для их устранения необходимо тщательно соблюдать правила расчета средних (в частности, рекомендации, изложенные в гл. IX).

§ 3. Вычисление случайных погрешностей определения параметров залежей нефти

3.1. Характеристика средней квадратической погрешности

Случайная (средняя квадратическая) погрешность является оценкой случайной изменчивости признака, т. е. той составляющей общей изменчивости, которая при данном состоянии изученности признака остается невыявленной. Средняя квадратическая погрешность m_{x_i} частного измерения x_i из ряда измерений $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ вычисляется как стандарт σ_{x_i} по формуле среднего квадратического отклонения частного от среднего, т. е.

$$m_{x_i} = \sigma_{x_i} = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{X})^2}{n-1}}, \quad (\text{XII.1})$$

где $\bar{X}$ — среднее значение из ряда измерений; n — число измерений случайной величины.

m_{x_i} характеризует среднее квадратическое отклонение любого частного из ряда измерений от среднего этого ряда.

Средняя квадратическая погрешность среднего значения $m_{\bar{X}}$ всегда в $\sqrt{n}$ раз меньше погрешности частного m_{x_i} :

$$m_{\bar{X}} = \frac{m_{x_i}}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{X})^2}{n(n-1)}}. \quad (\text{XII.2})$$

Относительная средняя квадратическая погрешность определяется как отношение

$$\delta_{\bar{X}} = \frac{m_{\bar{X}}}{\bar{X}} \cdot 100 \%. \quad (\text{XII.3})$$

Если параметр залежи представляет собой среднее значение признака, то его погрешность в простейшем случае вычисляется по формуле (XII.2). Если же речь идет о погрешности признака, картируемого по площади залежи (погрешность карты) или изменяющегося по профилю (погрешность разреза), то в этом случае имеется в виду погрешность любого частного значения из имеющегося множества, вычисляемая в простейшем случае по формуле (XII.1), когда закономерная (трендовая) составляющая исключена.

Погрешность среднего значения признака представляет собой количественную меру изученности параметра, т. е. она дает представление о том, насколько вычисленный параметр может отличаться от его истинного значения при данных условиях его оценки с вероятностью $P=0,68$. Иными словами, средняя квадратическая погрешность описывает величину доверительного интервала, внутри которого с вероятностью $P=0,68$ находится истинное значение параметра. Но, поскольку истинное значение остается всегда неизвестным, вместо него в расчетах используется среднее как наиболее близкое к истинному из всех частных значений измеренной величины (погрешность среднего меньше погрешности частного в $\sqrt{n}$ раз).

Общая схема оценки точности полученного значения любого параметра залежи строится в соответствии со схемой определения самого параметра. Так, если величина запасов нефти Q , рассчитанная объемным методом, — функция величин площади залежи F , мощности H , пористости k_n продуктивного пласта и других параметров, входящих в объемную формулу, то средняя квадратическая погрешность этой величины запасов m_Q соответственно есть функция средних квадратических погрешностей величин перечисленных объемных параметров:

$$m_Q = f(M_F, M_H, M_{k_n}, M_{k_n} M_p, M_b). \quad (\text{XII.4})$$

Следовательно, прежде чем оценить погрешность запасов, необходимо предварительно оценить погрешность параметров, входящих в объемную форму. А чтобы оценить последние, необходимо сначала оценить точность тех более простых параметров или признаков, по которым находят данные объемные параметры. Таким образом, оценка точности результатов разведки и разработки должна начинаться с оценки достоверности первичных данных наблюдений в скважинах; по погрешностям этих данных определяются погрешности производных величин, которые и используются в дальнейшем в качестве исходных данных для проектирования разработки и подсчета запасов нефти и газа.

3.2. Оценка точности высотного положения водонефтяного контакта

При оценке точности абсолютной отметки контактов первоначально следует установить: считать контакт горизонтальным или негоризонтальным в пределах изучаемой залежи. Обычно такое суждение выносится исходя из общих геологических соображений, вытекающих из известных сведений об изучаемом районе, а также на основе сопоставлений отметок контактов по отдельным скважинам. Поскольку колебание отметок по скважинам может быть обусловлено помимо геологических причин еще и погрешностями отбивки контактов, для принятия решения о горизонтальности контакта необходимо пользоваться количественным критерием, заключающимся в следующем. Если наибольшая разница в отметках контактов, определенных в разных скважинах, превышает величину удвоенной средней квадратической погрешности определения отметки контакта в единичной скважине (см. формулу (XII.20), то контакт следует признать негоризонтальным.

Более строгая оценка наклона поверхности контактов, может производиться по методу наименьших квадратов при наличии фактических отметок по большому числу скважин (15—20). Необходимость такой более строгой оценки бывает оправданной при решении специальных задач по выяснению величины наклона поверхности контакта (например, для выяснения роли гидродинамического или литологического фактора, обуславливающего этот наклон). Такие задачи обычно решаются в изученном районе, где имеется достаточное количество исходного фактического материала, позволяющего пользоваться аналитическими методами оценки степени наклона поверхности контактов.

I. В простейшем случае, когда отметки H_i ($i=1, 2, 3, \dots, n$) в каждой скважине устанавливаются сравнительно надежно с использованием данных керна, промыслово-геофизических материалов в сопоставлении с данными опробования, вероятнейшее значение отметки ВНК выводится как среднее арифметическое по формуле (IX.1), погрешность которого вычисляется по формуле

$$m_{\text{ВНК гор}} = m_{\bar{H}} = \sqrt{\frac{[\sigma_i^2]}{n(n-1)}}, \quad (\text{XII.5})$$

где

$$\text{где } v_i = H_i - \bar{H} \quad (i=1, 2, 3, \dots, n), \quad (\text{XII.6})$$

Числитель подкоренного выражения в (XII.5) показывает сумму квадратов отклонений v_i , вычисленных по (XII.6).

II. В том случае, когда определение отметки ВНК непосредственно в скважинах затруднительно по каким-либо причинам, абсолютная отметка контакта залежи устанавливается на основе данных опробования скважин, давших чистую нефть и чистую воду, а также скважин, давших в процессе испытания нефть с водой.

Отметка контакта залежи в этом случае определяется менее надежно, т. е. содержит большую, чем в первом случае, случайную погрешность, тем более, что интервалы перфорации нефтяных скважин часто располагаются на значительном удалении от поверхности раздела нефти и воды.

При таком методе определения отметки ВНК как средней по залежи при оценке ее точности принципиально могут иметь место два случая, определяющие разные условия вычисления.

1. В случае равноточных измерений по парам скважин, когда нижние дыры интервала перфорации скважин, давших чистую нефть, и верхние дыры интервала перфорации скважин, давших чистую воду, находятся примерно на одинаковом расстоянии от предполагаемого контакта во всех парах скважин, вычисления производятся по следующей схеме.

Для каждой из пар выводится средняя

$$H_i = \frac{H_{i\text{в}} + H_{i\text{н}}}{2}, \quad (1, 2, 3, \dots, n), \quad (\text{XII.7})$$

где $H_{i\text{в}}$ — отметка верхних дыр интервала перфорации водяной скважины; $H_{i\text{н}}$ — отметка нижних дыр интервала перфорации нефтяной скважины.

Затем вероятнейшее значение отметки горизонтального ВНК выводится по формуле (IX.1) как среднее арифметическое, в которой n — число пар скважин, для которых выведены H_i по (XII.7).

Точность этой вероятнейшей отметки оценивается по формуле (XII.5), где n — то же самое число пар скважин.

2. На практике обычны случаи неравноточных измерений, когда интервалы перфорации нефтяных и водяных скважин в разных парах располагаются на разных расстояниях от предполагаемого контакта. Поскольку в этом случае отметки, определяемые по формуле (XII.7), признаются неравноточными, им приписываются веса, определяемые по формуле (IX.4).

Вероятнейшее значение отметки горизонтального ВНК выводится как взвешенное среднее арифметическое из отметок (XII.7) по формуле (IX.5).

Точность этой средней оценивается по формуле

$$m_{\bar{H}} = \sqrt{\frac{[q\sigma^2]}{[q](n-1)}}. \quad (\text{XII.8})$$

Операции по вычислению $m_{\bar{H}}$

Номера скважин	Отметки, м		d_i	d_i^2	H_i	$q_i = \frac{c}{d_i^2}$ $c = 80 \cdot 10^2$	v_i	$q_i v_i$	$q_i v_i^2$
	$H_{iВ}$	$H_{iН}$							
30—23	1144,0	1119,2	24,8	$6,2 \cdot 10^2$	1131,6	13,0	+2,6	+33,8	87,6
18—23	1146,5	1119,2	27,3	$7,4 \cdot 10^2$	1132,8	10,7	+1,4	+15,0	20,6
20—23	1213,2	1119,2	94,0	$88,4 \cdot 10^2$	1166,2	0,9	—32,0	—28,8	920,1
25—22	1194,0	1119,0	75,0	$56,2 \cdot 10^2$	1156,5	1,4	—22,3	—31,2	697,0
32—19	1188,0	1081,0	107,0	$114,5 \cdot 10^2$	1134,5	0,7	—0,3	—0,2	0,006
33—38	1177,0	1046,0	131,0	$171,6 \cdot 10^2$	1111,5	0,5	+22,7	+11,4	257,5
					$\bar{H} = 1134$	27,2		$\begin{matrix} +60,2 \\ -60,2 \\ 0 \end{matrix}$	$\begin{matrix} [qv^2] = \\ = 1982,8 \end{matrix}$

$$m_{\bar{H}} = \sqrt{\frac{[qv^2]}{[q](n-1)}} = \sqrt{\frac{1982,8}{27,2(6-1)}} = 3,8 \approx 4 \text{ м.}$$

В табл. 24 приведены значения входящих в формулу (XII.8) величин и порядок действий по их вычислению. Для каждой из включенных в оценку ВНК пар скважин записывают абсолютные отметки верхних дыр перфорации, с которых получена вода, и нижних дыр с нефтью, определяют разности этих отметок d_i и вычисляют значения весов (IX.4) и их сумму. По данным о средних значениях ВНК в парах скважины H_i вычисляют среднее положение ВНК в залежи $\bar{H}$ и отклонения от этого среднего в каждой паре v_i .

Итог в графе $q_i v_i$ должен быть равен нулю, что указывает на правильность вычисления среднего $\bar{H}$. Дальнейшие операции по вычислению $m_{\bar{H}}$ видны из табл. 24 и пояснений не требуют.

Негоризонтальное положение поверхности водонефтяного контакта

Точность определения высотного положения поверхности негоризонтального контакта нефть — вода (газ — нефть, газ — вода), аппроксимируемого наклонной плоскостью, может быть вычислена по следующему приближенному правилу. Сначала находят среднюю квадратическую погрешность определения контакта в единичной скважине m_{H_i} , а затем с учетом числа скважин n вычисляют погрешность контакта для залежи в целом:

$$m_{\text{ВНК накл}} = \frac{m_{H_i}}{\sqrt{n}}. \quad (\text{XII.9})$$

Определение погрешности отметки контакта в i -й скважине m_{H_i} зависит от метода отбивки ВНК, ГВК, ГНК в этой скважине.

I. В простейшем случае, когда отметка H_i в скважине установлена по данным интерпретации промыслово-геофизического материала в сопоставлении с результатами анализа керна и данных опробования, средняя квадратическая погрешность абсолютной отметки контакта находится по формуле

$$m_{H_i} = \sqrt{m_1^2 + m_2^2 + m_3^2 + m_4^2}, \quad (\text{XII.10})$$

где m_1 — погрешность определения абсолютной отметки устья скважины; m_2 — погрешность определения глубины водонефтяного контакта по каротажной диаграмме; m_3 — погрешность отбивки водонефтяного контакта по каротажной диаграмме; m_4 — погрешность определения суммарной поправки за кривизну ствола скважины.

II. В случае определения абсолютной отметки контакта по данным опробования скважин, давших чистую нефть и чистую воду, точность отметки H_i для i -й пары скважин определяется приближенным способом как одна четвертая среднего превышения нижних дыр интервалов перфорации нефтяных скважин над верхними дырами интервалов перфорации водяных скважин из n пар анализируемых скважин.

Принимая половину среднего значения этого превышения в качестве предельной погрешности отметки H_i , находим ее среднюю квадратическую погрешность как половину этой предельной

$$m_{H_i} = \frac{1}{2} \bar{d} = \frac{1}{4} \frac{[d_i]}{n}. \quad (\text{XII.11})$$

Среднюю квадратическую погрешность абсолютной отметки контакта для залежи вычисляем по формуле (XII.9), которая с учетом (XII.11) для случая II примет вид

$$m_{\bar{H}} = \frac{[d_i]}{4n \sqrt{n}}. \quad (\text{XII.12})$$

3.3. Оценка точности абсолютной отметки контакта, вычисленной расчетным методом

Формулы для расчета отметок контактов имеют следующий вид:
для водонефтяного контакта

$$h_n = \frac{\rho_v g h_{nv} - 102 (\rho_v - \rho_n)}{g (\rho_n - \rho_n)}, \quad (\text{XII.13})$$

для газонефтяного контакта

$$h_r = \frac{\rho_n g h_{rn} - 102 (\rho_n - \rho_r)}{g (\rho_n - \rho_r)}, \quad (\text{XII.14})$$

где ρ_n , ρ_r , ρ_v — плотности нефти, газа и воды; p_n , p_r , p_v — пластовые давления в газовой, нефтяной и водяной частях пласта; h_{rn} , h_{nv} — превышения точки замера пластового давления в газовой или нефтяной части пласта над точкой замера пластового давления в нефтяной или водяной части пласта; h_n , h_r — превышения точки замера пластового давления над искомым контактом; g — ускорение силы тяжести.

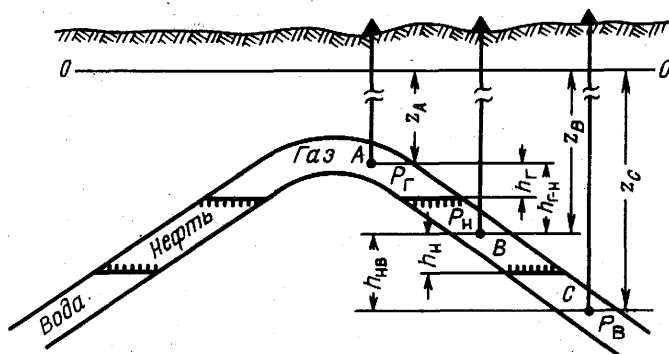


Рис. 98. Схема нефтегазовой залежи

Вывод указанных формул и условные обозначения к ним можно проиллюстрировать схемой на рис. 98.

Абсолютная отметка водонефтяного контакта

$$z_{\text{ВНК}} = z_B + h_n, \quad (\text{XII.15})$$

а отметка газонефтяного контакта

$$z_{\text{ГНК}} = z_A + h_r, \quad (\text{XII.16})$$

где z_A , z_B — абсолютные отметки точек замера пластового давления.

Аналогично выглядит схема вычисления отметки газовадного контакта.

Точность результатов (XII.15) и (XII.16) оценивается путем расчета средних квадратических погрешностей отметок ВНК и ГНК по формулам: для водонефтяного контакта

$$m_{z_{\text{ВНК}}} = \sqrt{m_{z_B}^2 + m_{h_n}^2}, \quad (\text{XII.17})$$

для газонефтяного контакта

$$m_{z_{\text{ГНК}}} = \sqrt{m_{z_A}^2 + m_{h_r}^2}, \quad (\text{XII.18})$$

где m_{zB} , m_{zA} — средние квадратические погрешности определения абсолютных отметок точек замера пластового давления, вычисляемые по формуле (XII.10); m_{hH} , $m_{hГ}$ — средние квадратические погрешности превышений (XII.13) и (XII.14), которые определяются по формулам

$$m_{hH} = \pm \frac{102}{\rho_H - \rho_H} m_p; \quad (\text{XII.19})$$

$$m_{hГ} = \pm \frac{102}{\rho_H - \rho_{Г}} m_p \quad (\text{XII.20})$$

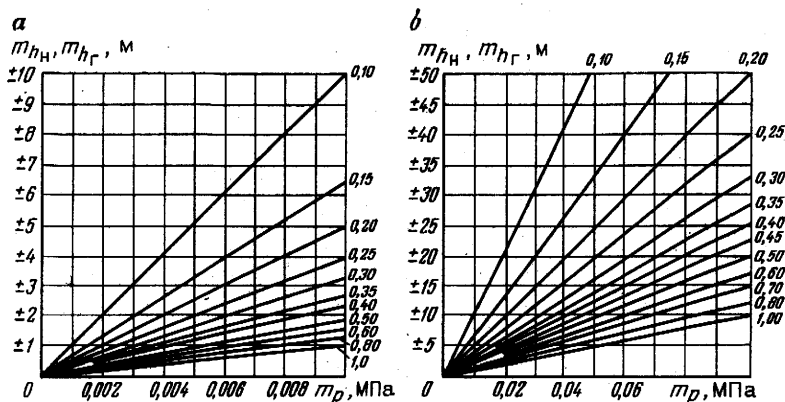


Рис. 99. Номограммы для определения погрешностей превышений точки замера пластового давления над контактом:

а — для залежей платформенного типа; б — для залежей геосинклинального типа. Шифр кривых — разность плотностей $\rho_B - \rho_H$, $\rho_H - \rho_{Г}$, $\rho_B - \rho_{Г}$ погрешностей

или по номограмме, приведенной на рис. 99, рассчитанной по этим формулам. Величина m_p в (XII.19) и (XII.20) представляет собой суммарную среднюю квадратическую погрешность определения пластового давления в нефтяной и водяной скважинах

$$m_p = \sqrt{m_{p_B}^2 + m_{p_H}^2} \quad (\text{XII.21})$$

или в нефтяной и газовой

$$m_p = \sqrt{m_{p_H}^2 + m_{p_{Г}}^2}, \quad (\text{XII.22})$$

где m_{pH} , m_{pB} , $m_{pГ}$ — средние квадратические погрешности определения пластового давления соответственно в водяной, нефтяной и газовой скважинах.

Величины пластового давления берут из технического паспорта манометров, используемых для замеров пластового давления в скважинах. Исходя из той или иной величины суммарной погрешности m_p , выбранной в соответствии с требуемой точностью отбивки ВНК, ГНК или ГВК, максимально допустимая (предельная) погрешность замера пластового давления $3m_{pB}$, $3m_{pH}$, $3m_{pГ}$ в каждой скважине, равная утроенной средней квадратической, не должна превышать величины, приводимой в табл. 25, что и определяет выбор манометра нужного класса точности, удовлетворяющего решению задачи с заданной надежностью.

Из номограммы и формул (XII.17) — (XII.18) видно, что точность высотного положения водонефтяного, газонефтяного или газоводяного

Соотношение между предельной погрешностью замера
пластового давления в единичной скважине $3m_{pв}$, $3m_{pн}$, $3m_{pг}$
и суммарной средней квадратической погрешностью в паре скважин m_p

$3m_{pв}$ $3m_{pн}$ $3m_{pг}$	m_p	$3m_{pв}$ $3m_{pн}$ $3m_{pг}$	m_p	$3m_{pв}$ $3m_{pн}$ $3m_{pг}$	m_p	$3m_{pв}$ $3m_{pн}$ $3m_{pг}$	m_p	$3m_{pв}$ $3m_{pн}$ $3m_{pг}$	m_p
0,004	0,002	0,022	0,010	0,038	0,019	0,105	0,050	0,189	0,090
0,008	0,004	0,025	0,012	0,042	0,020	0,125	0,060	0,210	0,100
0,013	0,006	0,030	0,015	0,063	0,030	0,145	0,070	0,225	0,110
0,017	0,008	0,034	0,017	0,084	0,040	0,171	0,080	0,245	0,120

контакта зависит от: 1) разности плотностей контактирующих флюидов; 2) точности замера пластового давления в соответствующих частях залежи; 3) точности определения абсолютных отметок точек замера пластового давления.

Руководствуясь перечисленными исходными данными, оценивают точность отметок контактов при решении задачи оценки точности результатов разведки (прямая задача). Однако может возникнуть необходимость решения обратной задачи, когда, располагая плотностями нефти, воды и газа, точноностью определения отметок точек замера пластового давления в скважинах, а также требованиями к точности отбивки отметки контакта, которые нужно выполнить для качественного решения поставленной задачи разведки, требуется установить, какая точность замера пластового давления будет удовлетворительной, позволяющей достаточно надежно отбить контакт. Такая задача в случае необходимости должна быть решена расчетом перед тем, как приступить к самим работам по определению отметки контакта. Это позволяет заранее оценить возможности расчетного метода в каждом отдельном случае с тем, чтобы представить себе надежность полученного конечного результата.

Оценка точности в случае решения прямой задачи сводится к последовательному использованию формулы (XII.10) с необходимыми в ней дополнительными определениями; номограммы (см. рис. 99); формулы (XII.21) или (XII.22) в сочетании с данными технического паспорта имеющихся в распоряжении манометров и данными табл. 25; формулы (XII.17) или (XII.18).

В случае решения обратной задачи первоначально, исходя из необходимой точности отбивки контакта, предписываемой требованиями к разведке, а также располагая величинами $m_{зА}$, $m_{зВ}$, вычисленными по формуле (XII.10), определяют достаточную величину погрешностей $m_{н}$ или $m_{г}$ решением уравнений (XII.17) или (XII.18) относительно этих аргументов. Далее по известным значениям разностей плотностей воды и нефти, нефти и газа, а также по полученным величинам $m_{н}$, $m_{г}$ с помощью номограммы определяют достаточную величину m_p . После этого, руководствуясь величиной m_p и табл. 25, подбирают такой манометр, который бы обеспечил необходимую точность замера пластового давления в каждой из двух скважин, между которыми отбивается контакт.

Изучение точности результатов, получаемых расчетным методом, позволяет в общем рекомендовать его для определения отметок ВНК, ГНК, ГВК залежей нефтяных и газовых месторождений платформенного типа. Необходимо только следить за тем, чтобы точность получаемого результата в каждом случае удовлетворяла бы требованиям изученности данного параметра, это определяется конечной задачей.

3.4. Оценка точности структурных карт и карт эффективной нефтенасыщенной мощности

Погрешность структурной карты или карты мощности продуктивного пласта, а также погрешности разрезов определяются по номограммам (см. рис. 100—104).

Номограмма на рис. 100 получена путем обобщения результатов изучения изменчивости свойств платформенных залежей нефти (см. гл. VII), используется при малом числе скважин и дает приближенное, но достаточно уверенное для проектирования разведки решение, начиная с плотностей сетки скважин, при которых проектируется разведка, и нескольких больших, когда разведка подходит к своему завершению. Она пригодна для оценки точности карт и разрезов, контролируемых приведенными на графике значениями геометрических элементов (амплитуды и длины полупериода) основных колебаний изменчивости указанных признаков либо по площади, либо по разрезу соответственно.

Все кривые на рис. 100 сгруппированы в три семейства *а*, *б*, *в*. Семейства *а* и *б* объединены соответственно в два луча, идущие под разными углами к оси абсцисс (средние расстояния $\bar{l}$ между скважинами), а семейство *в* представлено веером кривых, также под разными углами к оси абсцисс (средние расстояния $\bar{l}$ между скважинами).

Уровень, до которого понимается та или иная кривая, зависит от величины средней амплитуды $\bar{A}$ основного колебания признака по разрезу или площади. Группирование же по семействам определяется средней длиной полупериода основного колебания и характеризуется следующим разграничением.

Таким образом, для определения погрешности карты m_k или разреза m_r необходимо первоначально определить два основных геометрических элемента изменчивости карты или разреза, а также среднее расстояние между скважинами $\bar{l}$. Последний показатель для карты находится как сторона квадрата, равновеликого площади залежи, приходящейся на одну скважину, и вычисляется по формуле

$$\bar{l} = \sqrt{\frac{F}{n}}, \quad (\text{XII.23})$$

где F — площадь залежи в пределах соответствующей оконтуривающей изогипсы, m^2 ; n — число скважин в пределах площади F .

Для профильного разреза $\bar{l}$ вычисляется делением длины разреза от контура до контура залежи на $n+1$, где n — число скважин на профиле, или на $n-1$, если линия профиля ограничена с обеих сторон скважинами.

На рис. 101 дан профиль изменения эффективной мощности продуктивного пласта нефтяной залежи. Основные колебания признака здесь

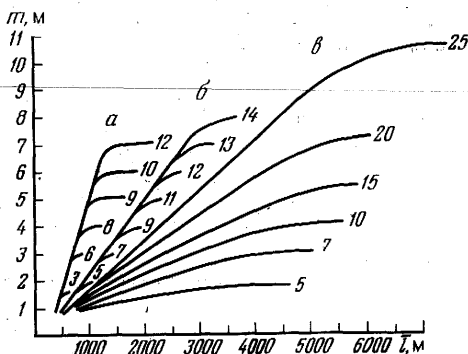


Рис. 100. Номограмма для определения погрешностей карт и разрезов изменения гипсометрии и мощности пласта.

Группы кривых для разрезов и карт: *а* — $T=800-1600$ м; *б* — $T=2000-3500$ м; *в* — $T=5000-7500$ м (T — средняя длина полупериода). Шифр кривых — средняя амплитуда $\bar{A}$ основного колебания признака

характеризуются наличием трех полуволн, следующих одна за другой, которые выделены визуально линейными участками (полупериодами) T_1, T_2, T_3 с амплитудами A_1, A_2, A_3 . Средние $\bar{T}=5000$ м; $A=6,5$ м. По рис. 100 путем интерполяции находим кривую для амплитуды 6,5 м в семействе a , по которой можно не только определить погрешность этого разреза при данной плотности наблюдений, но и прогнозировать точность профильной кривой при любой более плотной сетке.

Для оценки точности карты определяют $\bar{T}$ и $\bar{A}$ по ряду взаимно пересекающихся профилей, построенных по основным направлениям изменчивости. Линии профилей выбирают с таким расчетом, чтобы они покрывали равномерно всю площадь и охватывали по возможности все скважины, расположенные в пределах изучаемой залежи. Группы профилей одного направления komponуют в один профиль таким образом, чтобы не завывалась общая изменчивость составного профиля в результате несовпадения значений признака на концах составляемых разрезов. Остальные дей-

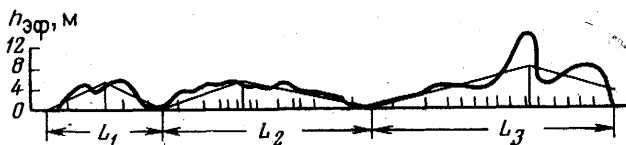


Рис. 101. Профиль изменения эффективной мощности

ствия по определению погрешности карты не отличаются от описанных выше.

Погрешности карты или разреза, построенных по достаточно плотным сеткам скважин, соответствующим стадии окончания разведки и разбуривания объекта добывающими скважинами, находятся более строгим методом.

В общем случае для этого используется формула

$$m_k(p) = \sqrt{m_{ин}^2 + m_n^2}, \quad \text{[(XII.24)]}$$

где $m_{ин}$ — погрешность «чистой» интерполяции, обусловленная отклонением действительного изменения признака между точками наблюдения от линейного (при линейной интерполяции), м; m_n — погрешность интерполяции, обусловленная наличием погрешности измерения признака m_0 в скважине.

Учитывая, однако, что m_n , равная $0,82 m_0$, как правило, меньше $m_{ин}$ в 3—4 раза и более, можно считать, что погрешность карты практически целиком состоит из $m_{ин}$. Для определения этой основной составляющей используются номограммы рис. 102 (структурные карты) и рис. 103 (карты эффективной нефтенасыщенной мощности) для тех случаев, когда основные колебания признака описываются одной полуволной согласно схеме на рис. 104.

Для того, чтобы найти $m_{ин}$ карты по этим номограммам, предварительно по оцениваемой карте определяют среднее расстояние между скважинами. Затем необходимо вычислить коэффициент U_k относительной изменчивости размещения признака по площади залежи как средний из коэффициентов относительной изменчивости U_i по профилям. Направления линий профилей выбирают соответственно основным направлениям структуры, причем число продольных и поперечных профилей должно быть одинаковым.

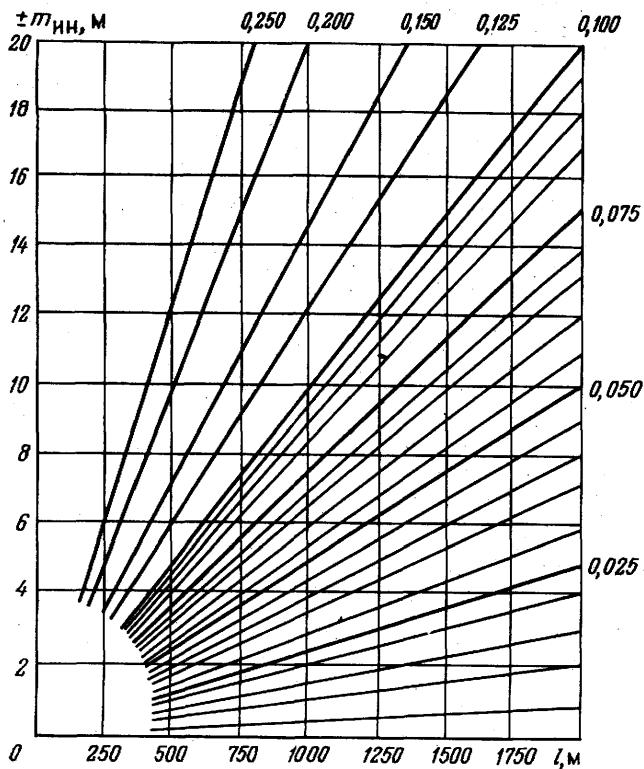


Рис. 102. Номограмма для определения погрешностей интерполяции структурных карт.

Шифр кривых — U_K

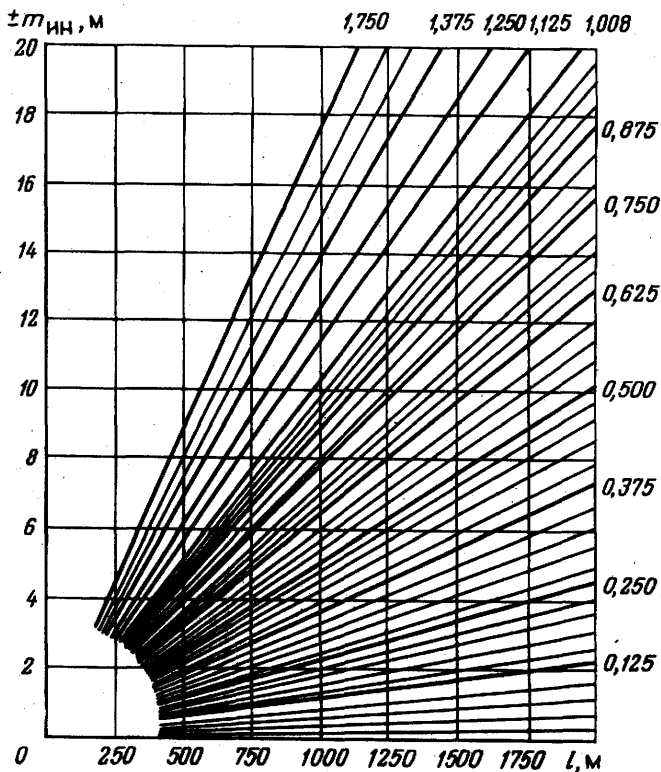


Рис. 103. Номограмма для определения погрешностей интерполяции карт эффективной нефтенасыщенной мощности.

Шифр кривых — U_k

Коэффициент относительной изменчивости по каждому из профилей

$$U_i = \frac{l}{2 \sqrt{X_{\max}^2 + \frac{L^2}{4}}} - 1, \quad (\text{XII.25})$$

где l — длина кривой изменения признака, замеряемая на графике (см. рис. 104) линейкой или курвиметром, мм; $X_{\max}$ — максимальное значение признака, замеренное на графике линейкой, мм; L — длина профиля на графике, мм.

Следует заметить, что величины l , $X_{\max}$ и L , замеряемые в миллиметрах непосредственно на графике, зависят от соотношения вертикального и горизонтального масштабов, в которых вычерчен график. Приведенные номограммы рассчитаны для случая, если графики по профилям вычерчены при отношении r горизонтального масштаба к вертикальному: по структурным картам, равном 0,04; по картам мощностей, равном 0,008.

Следовательно, если горизонтальный масштаб графика, строящегося по структурной карте, равен 1:10 000, то вертикальный должен быть подобран исходя из следующего расчета. Заданные величины: отношение масштабов $r = \mu_e / \mu_c = 0,04$, горизонтальный масштаб $M_e = 10$ м/мм. Определяем: 1) масштабный коэффициент $\mu_e = 1/M_e = 0,1$; 2) масштабный коэффициент $\mu_c = \mu_e / r = 0,1/0,04 = 2,5$; 3) вертикальный масштаб $M_c = 1/\mu_c = 1/2,5 = 0,4$ м/мм, т. е.

вертикальный масштаб для графика должен быть взят 1:400. Аналогично можно подсчитать, что при горизонтальном масштабе 1:25 000 вертикальный следует взять 1:1000.

В случае оценки точности карты эффективной нефтенасыщенной мощности вертикальный масштаб подбирается так же, с той лишь разницей, что коэффициент r принимается равным 0,008.

Построив графики в указанных масштабах либо в виде полигональных кривых, либо в виде плавной кривой, замеряют величины l , $X_{\max}$, L (в мм) и определяют коэффициенты изменчивости по формуле (XII.25). По найденным значениям аргументов $\bar{l}$ и U_k с помощью номограммы определяют погрешность соответствующей карты.

Для примера возьмем структурную карту по кровле продуктивного пласта (рис. 105) и оценим ее точность. Известно, что площадь залежи, замеренная по внешнему контуру нефтеносности, составляет $F = 7783$ га; на залежи пробурено $n = 11$ разведочных скважин, по которым и построена карта.

1. Среднее расстояние между скважинами ($\bar{l}$) составит

$$\bar{l} = \sqrt{\frac{7783 \cdot 10^4}{11}} = 2660 \text{ м.}$$

2. Для вычисления коэффициента относительной изменчивости карты вычислим эти коэффициенты по направлениям профилей I—I и II—II:

а) графики изменения гипсометрии пласта по направлениям профилей, представленные на рис. 106, построены в масштабах: горизонтальный 1:25 000; вертикальный 1:1000;

б) по графикам найдем показатели: для профиля I—I $l = 590$ мм, $X_{\max} = 65$ мм, $L = 564$ мм; для профиля II—II $l = 324$ мм, $X_{\max} = 65$ мм, $L = 284$ мм;

в) далее по формуле (XII.25)

$$U_I = \frac{590}{2 \sqrt{65^2 + \frac{564^2}{4}}} - 1 = 0,020;$$

$$U_{II} = \frac{324}{2 \sqrt{65^2 + \frac{284^2}{4}}} - 1 = 0,038;$$

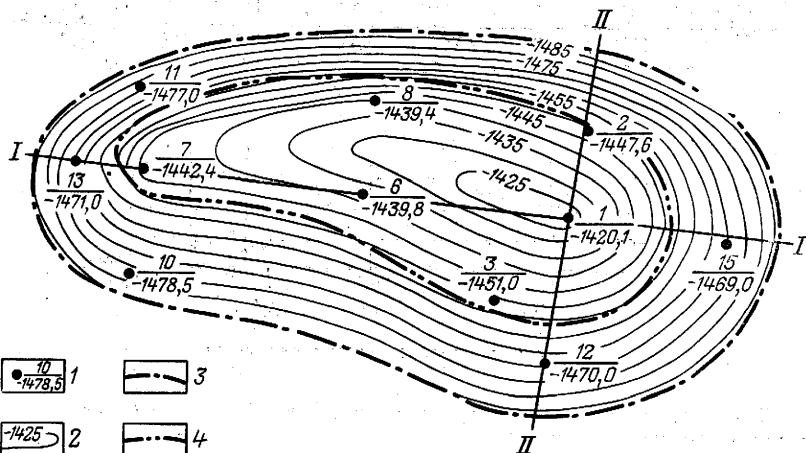


Рис. 105. Структурная карта по кровле продуктивного пласта

I — скважина, в числителе — номер скважины, в знаменателе — отметка кровли пласта;
2 — изогипсы; контуры нефтеносности: 3 — внешний, 4 — внутренний

г) коэффициент изменчивости карты равен 0,029.

3. По номограмме, используемой для оценки точности структурных карт, при $\bar{l}=2660$ м и $U_K=0,029$, получаем $m_{\text{ин}}=\pm 7$ м.

Примечания. 1. Погрешность разреза определяется аналогично с использованием U_p , вычисляемого по формуле (XII.25), и $\bar{l}$, определяемого по разрезу. 2. Каждая прямая обеих номограмм может быть при необходимости продолжена в каждом случае оценки до значения аргумента $\bar{l}=\frac{3}{4}L_i$. Так, при оценке погрешности профильной кривой I соответствующий луч номограммы со значением $U_I=0,020$ ограничивается верхним пределом $\bar{l}=\frac{3}{4}\times 14\,000$ м = 10 500 м, а при оценке профиля II луч со значением $U_{II}=0,037$ может быть продолжен по прямой до значения аргумента $\bar{l}=\frac{3}{4}\times 7000$ м = 5250 м. Следовательно, при оценке погрешности карты по лучу номограммы с $U_K=0,029$ данный луч может быть продлен до $\bar{l}=\frac{3}{4}(14\,000+7000):2=7875$ м, или в общем виде верхний предел (ВП) аргумента $\bar{l}$, до которого закон изменения погрешности карты сохраняет прямолинейный характер, равен:

$$\bar{l}_{\text{ВП}} = 0,75 \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n},$$

где n — число профилей для оценки U_K .

3.5. Оценка точности определения площади нефтеносности

Погрешность площади всей залежи или ее чисто нефтяной части обусловлена суммарным влиянием погрешности соответствующей структурной карты и погрешности высотного положения контакта.

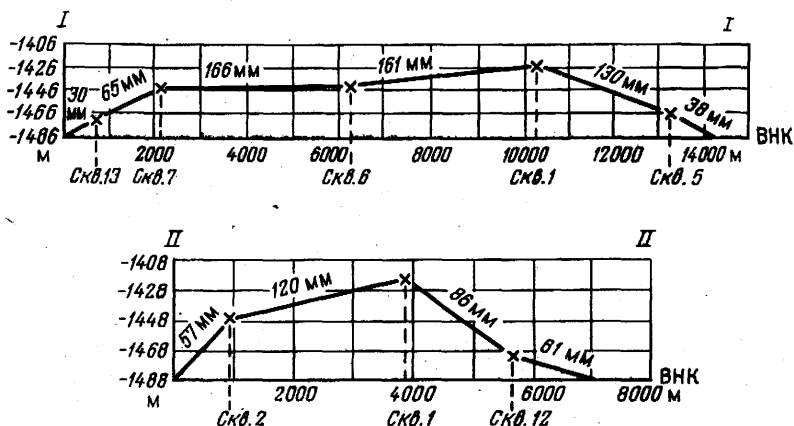


Рис. 106. Изменение гипсометрии кровли пласта

Для случая, когда границей залежи является внешний контур нефтеносности, погрешность площади

$$M_F = V \sqrt{m_{\bar{H}}^2 + \frac{m_{\Delta z}^2}{n}} \frac{L}{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (\text{XII.26})$$

где $m_{\bar{H}}$ — погрешность отметки водонефтяного контакта, м; $m_{\Delta z}$ — погрешность структурной карты, м; n — число приконтурных скважин или пар скважин, по которым производится интерполяция изогипс в приконтурной зоне; $\operatorname{tg} \alpha$ — средний тангенс угла наклона пласта в области контура.

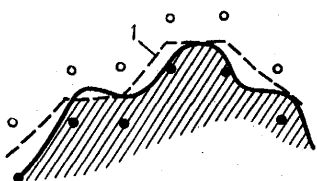


Рис. 107. Построение контура залежи посредстве между не вскрытыми и вскрытыми залежь скважинами

I — граница залежи, построенная по скважинам

Погрешность $m_{\bar{H}}$ определяется одним из описанных ранее способов в зависимости от того, каким принят контакт — горизонтальным или негоризонтальным, а также в зависимости от метода отбивки ВНК в скважинах.

Если границей залежи является линия выклинивания пласта, проведенная на равном расстоянии от соседних вскрытых и не вскрытых залежь скважин (рис. 107), погрешность площади может быть вычислена по формуле

$$M_F = \pm \frac{1}{6} V \sum_{i=1}^n a_i^2 b_j^2, \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n; \quad j = 1, 2, 3, \dots, n), \quad (\text{XII.27})$$

где a_i — расстояние между скважинами в i -м профиле, м; b_j — расстояние между соседними профилями, м.

Погрешность площади за счет участков отсутствия коллекторов («лысых» участков) при наличии нескольких пар скважин, вскрывших коллектор и неколектор, определяется также по формуле (XII.27).

Если внутри зоны отсутствия коллектора находится одна скважина, окаймленная линией выклинивания (замещения) коллектора, то погрешность площади «лысого» участка

$$m_F = 1/3m_{\text{пр}}, \quad (\text{XII.28})$$

где $m_{\text{пр}}$ — предельная погрешность, равная всей площади, заключенной между предполагаемой линией выклинивания и линией, проходящей через крайние скважины с эффективной нефтенасыщенной мощностью пласта.

Относительная погрешность всей площади нефтеносности определяется как сумма произведений относительных погрешностей отдельных участков δ_{fi} (в %) на удельный вес K_{fi} площади данного участка в общей площади залежи (в долях единицы)

$$\delta_F = \sum \delta_{fi} K_{fi}. \quad (\text{XII.29})$$

3.6. Оценка точности определения средней эффективной нефтенасыщенной мощности

Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность может быть определена (см. гл. IX) как средняя арифметическая из ряда значений по скважинам или как средняя взвешенная по площади залежи в зависимости от количества исходных данных и возможности выделить те или иные формы закономерности ее изменения по площади.

В первом случае абсолютную погрешность средней мощности вычисляют по формуле (XII.2).

Если средняя мощность определяется взвешиванием по площади, то ее погрешность подсчитывается по формуле

$$M_{\bar{h}} = \pm \frac{m_{\Delta h}}{F} \sqrt{f_1^2 + f_2^2 + \dots + f_n^2}, \quad (\text{XII.30})$$

где $m_{\Delta h}$ — средняя квадратическая погрешность карты эффективной нефтенасыщенной мощности, м; F — общая площадь залежи, м²; $f_1, f_2, \dots, f_n$ — площади элементарных полей, определяемые при расчетном сечении изопакит.

Высота расчетного сечения равна средней разности значений мощности по скважинам в пределах залежи. Определяют ее следующим образом. Находят среднюю разность значений мощности по нескольким профилям в соседних (по профилю) скважинах (табл. 26).

Т а б л и ц а 26

Форма расчета средней разности признака

Профиль I—I	$h_{\text{эф. нефт.}}$, м	Разность, м	Средняя разность, м
Контур	0		4,7
Скв. 17	3,5	3,5	
Скв. 18	8,4	4,9	
Скв. 3	11,8	3,4	
Скв. 11	2,1	9,7	
Контур	0	2,1	

Направление профилей выбирают по основным направлениям изменчивости мощности. В основном используют те же профили, по которым вычислялся коэффициент изменчивости при оценке погрешности данной карты и для каждого рассчитывают среднюю разность признака по форме табл. 26. После этого находят среднюю разность по площади путем осреднения полученных средних и округляют ее до ближайшего целого числа.

Для удобства расчета полей f_i расчетного сечения полученную среднюю разность желательно округлить до величины, кратной рациональному сечению, для того чтобы использовать при их определении фактические подсчетные площадки или их суммы.

Относительную погрешность среднего взвешенного значения эффективной нефтенасыщенной мощности, так же как и других подсчетных параметров, находят по формуле (XII.3).

3.7. Оценка точности определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и других параметров залежи

Погрешности определения плотности нефти и пересчетного коэффициента находятся как погрешности средних арифметических значений соответствующего признака по формуле (XII.2).

Для расчета погрешностей ряда параметров, определяемых по керну: пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, а также вязкости пластовой нефти (по глубинным пробам) и среднего коэффициента продуктивности (по результатам испытаний и опытной эксплуатации скважин) — применяется формула

$$M_{\bar{X}} = \sqrt{\frac{S^2}{K} - \frac{\bar{S}^2}{n}}, \quad (\text{XII.31})$$

где K — число скважин, в которых производились определения признака; $\bar{n}$ — среднее число определений признака в скважине; $\bar{S}^2$ — средняя дисперсия признака в скважине; S^2 — дисперсия средних значений признака в скважинах.

Если пористость (или нефтенасыщенность) определена по данным промыслово-геофизических исследований и среднее значение для скважины вычисляется взвешиванием значений этих признаков в прослоях по мощности отдельных прослоев h_j [см. (XI.2)], то второе слагаемое в подкоренном выражении (XII.31) целиком определяется как средняя величина $\bar{m}_X$ погрешностей средних взвешенных значений признака m_{xi} в каждой скважине при общем их числе K :

$$\bar{m}_{kp} = \frac{\sum_1^K m_{kpi}}{K}; \quad \bar{m}_X = \frac{\sum_1^K m_{xi}}{K}. \quad (\text{XII.32})$$

Погрешность среднего взвешенного для каждой скважины вычисляется по формуле

$$m_{xi} = \frac{1}{\sum h_j} \sqrt{\sum (h_j m_{xi})^2}, \quad (\text{XII.33})$$

где m_{xi} — погрешность признака в j -м пропластке (интервале), определяемая по сопоставлению результатов геофизических определений с данными керна скважин, для которых имеются и те и другие определения.

3.8. Определение погрешностей комплексных параметров залежей нефти

К комплексным параметрам относятся численные характеристики объекта, полученные как производные от нескольких исходных. К ним относятся гидропроводность пласта; запасы геологические, балансовые, извлекаемые; коэффициент нефтеотдачи; различные коэффициенты неоднородности пласта, а также проектные технологические и технико-экономические показатели разработки месторождения. Погрешности комплексных параметров определяются по общим правилам теории погрешности измерений. Методика расчета некоторых из них приводится ниже.

Если гидропроводность пласта рассчитывается по формуле

$$\rho = \frac{k_{\text{пр}} h}{\mu}, \quad (\text{XII.34})$$

то ее относительная погрешность (в %) вычисляется геометрическим суммированием относительных погрешностей проницаемости $k_{\text{пр}}$, мощности h и вязкости μ :

$$\delta_{\rho} = \sqrt{\delta_{k_{\text{пр}}}^2 + \delta_h^2 + \delta_{\mu}^2}, \quad (\text{XII.35})$$

каждая из которых оценивается согласно методике, изложенной выше.

Если средняя гидропроводность пласта рассчитывается по формуле

$$\rho = 0,16 K_{\text{пр}} \left(\ln \frac{R}{r_c} + c_1 + c_2 \right), \quad (\text{XII.36})$$

где $K_{\text{пр}}$ — средний коэффициент продуктивности, то величина относительной средней квадратической погрешности находится по формуле

$$\delta_{\rho} = 0,16 \sqrt{\delta_{K_{\text{пр}}}^2 + \delta_a^2}, \quad (\text{XII.37})$$

где $a = \ln \frac{R}{r_c} + c_1 + c_2$, определяется оно как среднее арифметическое по скважинам, а его абсолютная и относительная погрешности оцениваются по соответствующим формулам (XII.2) и (XII.3). Погрешность $K_{\text{пр}}$ определяется точностью индикаторной кривой по скважине и числом исследованных скважин.

Аналогичен метод оценки средней проницаемости $\bar{k}_{\text{пр}}$, если она определяется по данным исследования скважин:

$$\bar{k}_{\text{пр}} = \frac{k_{\text{пр}} \left(\ln \frac{R}{r_c} + c_1 + c_2 \right) \bar{\mu}}{2\pi \bar{h}_{\text{р}}}, \quad (\text{XII.38})$$

где $\bar{h}_{\text{р}}$ — среднее значение работающей мощности пласта, определяемое как среднее арифметическое из значений в исследовавшихся скважинах.

В этом случае

$$\delta_{\bar{k}_{\text{пр}}} = 0,16 \sqrt{\delta_{k_{\text{пр}}}^2 + \delta_a^2 + \delta_{\mu}^2 + \delta_{\bar{h}_{\text{р}}}^2}. \quad (\text{XII.39})$$

В гидродинамических расчетах при проектировании разработки по методике ВНИИ-2 вместо средней проницаемости $\bar{k}_{\text{пр}}$, определяемой по керну, используется среднее $\bar{k}_{\text{пр. тр}}$ из значений проницаемостей, моделированных трубками тока:

$$\bar{k}_{\text{пр. тр}} = 1,27 \bar{k}_{\text{пр}} \cdot 0,388^{\text{ПН}}. \quad (\text{XII.40})$$

Абсолютная погрешность такого среднего рассчитывается по формуле

$$m_{\bar{k}_{\text{пр. тр}}} = 1,27 \sqrt{(0,388^{PH})^2 m_{\bar{k}_{\text{пр}}}^2 + (\bar{k}_{\text{пр}} \cdot 0,388^{PH} \ln 0,388)^2 m_{PH}^2}, \quad (\text{XII.41})$$

где PH — показатель неоднородности пласта по проницаемости, определяемый выражением:

$$PH = 1,52 \sqrt{\lg [1 + W^2 (k_{\text{пр} i})]}, \quad (\text{XII.42})$$

где $W(k_{\text{пр} i})$ — коэффициент вариации значений проницаемости по общей выборке керновых определений, который вычисляется как отношение стандарта σ к среднему

$$W(k_{\text{пр} i}) = \frac{\sigma}{\bar{k}_{\text{пр}}}. \quad (\text{XII.43})$$

Средняя проницаемость $\bar{k}_{\text{пр}}$ вычисляется как среднее из средних по скважинам, а ее погрешность $m_{\bar{k}_{\text{пр}}}$ — по формуле (XII.31).

Погрешность показателя неоднородности m_{PH} находится из выражения

$$m_{PH} = m_W \frac{1,52}{2 \sqrt{\lg [1 + W^2 (k_{\text{пр} i})]}}, \quad (\text{XII.44})$$

где m_W — абсолютная погрешность коэффициента вариации (в %), вычисляемая по формуле

$$m_W = \frac{W}{\sqrt{N}} \sqrt{0,5 \left(\frac{W}{100} \right)^2}, \quad (\text{XII.45})$$

где N — общее число образцов.

Показатель неоднородности пласта по проницаемости PH и его погрешность m_{PH} , вычисляемые по формулам (XII.42) — (XII.44), используются для определения погрешностей средней (моделированной) проницаемости $\bar{k}_{\text{пр. тр}}$. Наряду с этим параметром в гидродинамических расчетах в качестве исходного показателя используется показатель неоднородности пласта $\tilde{PH}$ по моделированной трубками тока проницаемости, который связан с PH соотношением

$$\tilde{PH} = \frac{1}{11,7 - 10PH}. \quad (\text{XII.46})$$

Абсолютная погрешность этого параметра

$$m_{\tilde{PH}} = \sqrt{\left[\frac{10}{(11,7 - 10PH)^2} \right]^2 m_{PH}^2}. \quad (\text{XII.47})$$

Относительные погрешности рассматриваемых параметров находятся по общему правилу, изложенному ранее.

Относительная погрешность $\delta_{k_{\text{охв. з.}}}$ коэффициента охвата пласта заводнением $k_{\text{охв. з.}}$ находится геометрическим суммированием относительных погрешностей объемов участков коллектора $\delta_{V_{\text{прис. к}}}$ и зон, охваченных заводнением $\delta_{V_{\text{охв. з.}}}$, по общему правилу:

$$\delta_{k_{\text{охв. з.}}} = \sqrt{\delta_{V_{\text{прис. к}}}^2 + \delta_{V_{\text{охв. з.}}}^2}. \quad (\text{XII.48})$$

Относительная погрешность $\delta_{V_{\text{прис. к}}}$ вычисляется как отношение суммарной абсолютной погрешности объемов присутствующего коллектора по i -м зонам ($i=1, 2, 3, \dots, n$) к этому суммарному объему $V_{\text{прис. к}}$:

$$\delta_{V_{\text{прис. к}}} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n m_{V_{\text{прис. к}}}^2}}{V_{\text{прис. к}}} \quad (\text{XII.49})$$

Относительная погрешность $\delta_{V_{\text{охв. з}}}$ представляет собой отношение суммарной абсолютной погрешности объемов, охваченных заводнением, по j -м зонам к суммарному объему:

$$\delta_{V_{\text{охв. з}}} = \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^k m_{V_{\text{охв. з}}}^2}}{V_{\text{охв. з}}} \quad (\text{XII.50})$$

Абсолютные погрешности объемов $m_{V_{\text{прис. к}}}$ и $m_{V_{\text{охв. з}}}$ отдельных зон определяются через погрешности площадей этих зон по формулам (XII.27; XII.28) и (XII.29) и через погрешность средней мощности в пределах соответствующей зоны, для чего используются заранее построенные зональные карты.

Относительная погрешность определения балансовых запасов вычисляется геометрическим суммированием относительных погрешностей площади и средних значений мощности, пористости, нефтенасыщенности, плотности нефти, объемного коэффициента:

$$\delta_{Q_6} = \sqrt{\delta_F^2 + \delta_h^2 + \delta_{k_{\text{п}}}^2 + \delta_{k_{\text{н}}}^2 + \delta_{\rho}^2 + \delta_{\theta}^2} \quad (\text{XII.51})$$

Если извлекаемые запасы $Q_{\text{н}}$ по залежи определяются как произведение балансовых запасов Q_6 на коэффициент нефтеотдачи η , то погрешность извлекаемых запасов может быть подсчитана по формуле, аналогичной (XII.51), с добавлением под радикал в качестве дополнительного слагаемого δ_{η}^2 , которое находится в соответствии с методом расчета нефтеотдачи.

§ 4. Оценка точности определения проектной добычи нефти по объекту

При проектировании разработки используются исходные данные, перечисленные в табл. 27. В ней же приведены в качестве примера параметры одного объекта и их погрешности, вычисленные в соответствии с предыдущим изложением.

Погрешность определения каждого параметра (графа 4) вносит свою долю (графа 5) в общую погрешность расчета добычи. Размер этой доли определяется ординатами кривых графика, приведенного на рис. 108.

Решающее влияние на точность результата оказывают погрешности 10 параметров из используемых 17 (1—3, 10, 12—17), остальные (4—9, 11) дают погрешности, отвечающие условию незначимости в сравнении с основными, поэтому они в расчет не вводятся и на графике соответствующие зависимости отсутствуют.

Исходные данные для проектирования разработки

№ п/п	Параметр	Значение параметра	Относительная погрешность параметра, %	Доля относительной погрешности добычи, обусловленная погрешностью параметра, %	Доля относительной погрешности себестоимости добычи, обусловленная погрешностью параметра, %
1	2	3	4	5	6
1	Площадь, м ²	120 × 10 ⁶	8,0	8,0	2,1
2	Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность, м	10	10,0	10,0	4,2
3	Коэффициент охвата в рядах	0,70	15,0	15,0	12,6
4	Коэффициент воздействия в рядах	0,70	4,0	—	—
5	Плотность нефти, г/см ³	0,82	1,0	—	—
6	Плотность воды, г/см ³	1,02	0,2	—	—
7	Объемный коэффициент нефти	1,12	0,4	—	—
8	Объемный коэффициент воды	1,03	0,1	—	—
9	Вязкость закачиваемой воды, мПа·с	1,00	0,1	—	—
10	Вязкость нефти, мПа·с	3,00	3,0	2,6	2,1
11	Вязкость пластовой воды, мПа·с	0,60	0,6	—	—
12	Насыщенность связанной водой	0,34	5,0	10,0	7,0
13	Насыщенность остаточной нефтью	0,20	5,0	4,0	3,6
14	Средняя проницаемость, × 10 ⁻¹² м ²	0,09	12,0	6,5	9,8
15	Средний коэффициент пористости	0,23	4,0	2,0	2,0
16	Показатель неоднородности	0,70	15,0	2,5	2,5
17	Перепад давления между забоями добывающих и нагнетательных скважин, МПа	12,0	3,0	1,5	2,1

По величинам относительных погрешностей 10 основных параметров δx_i определяется доля каждого из них Δx_i в общей погрешности добычи с помощью соответствующей кривой графика. Исключение составляет кривая 16 для погрешности показателя неоднородности пласта по проницаемости. Эта кривая дана для случая, когда показатель равен 0,7, и поэтому она носит частный характер. В общем случае для определения погрешности добычи в зависимости от погрешности показателя неоднородности и его величины следует пользоваться отдельным графиком на рис. 109.

Общая относительная погрешность накопленной добычи δQ_d за любой срок разработки определяется геометрическим суммированием долей Δx_i :

$$\delta Q_d = \sqrt{\Delta x_1^2 + \Delta x_2^2 + \Delta x_3^2 + \Delta x_{10}^2 + \Delta x_{12}^2 + \dots + \Delta x_{17}^2}.$$

(XII.52)

Абсолютная погрешность находится из соотношения

$$m_{Q_d} = \frac{Q_d \delta_{Q_d}}{100} \quad (\text{XII.53})$$

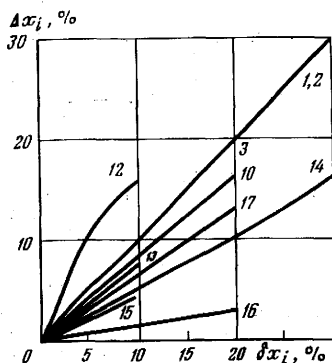


Рис. 108. Зависимость доли относительной погрешности накопленной добычи Δx_i , обусловленной погрешностью параметра, от относительной погрешности параметра δx_i

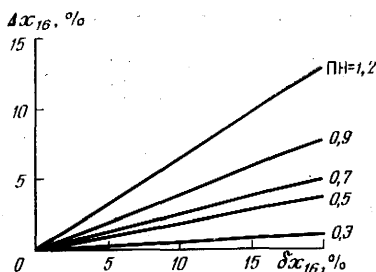


Рис. 109. Зависимость доли относительной погрешности добычи Δx_{16} от погрешности показателя неоднородности δx_{16}

Шифр кривых — величина неоднородности

§ 5. Оценка точности расчета себестоимости добычи нефти

Относительная погрешность расчета себестоимости добычи нефти находится как геометрическая сумма относительных долей, вносимых погрешностями 17 исходных параметров, приведенных в табл. 27. Учитывая, что погрешности параметров 4—9, 11 незначительны по сравнению с погрешностями остальных 10 параметров, расчет ограничивается суммированием последних.

Для определения доли погрешности себестоимости, обусловленной погрешностью каждого параметра в отдельности, используется график на рис. 110

Располагая относительными погрешностями основных параметров δx_i , можно определить долю κ_{x_i} каждой из них в общей погрешности себестоимости с помощью соответствующей кривой графика.

Общая относительная погрешность себестоимости добычи δ_{C_d} за любой срок разработки определяется по формуле¹

$$\delta_{C_d} = \sqrt{\kappa_{x_1}^2 + \kappa_{x_2}^2 + \kappa_{x_3}^2 + \kappa_{x_{10}}^2 + \kappa_{x_{12}}^2 + \dots + \kappa_{x_{17}}^2} \quad (\text{XII.54})$$

Для примера расчета погрешности добычи на любой проектный срок используем исходные данные табл. 27 (графа 3) и значения их погрешностей (графа 4). С помощью графика на рис. 108 по соответствующим кривым оценим долю влияния погрешности каждого параметра на общую

¹ В этой формуле не учтены погрешности нормативов, используемых при расчете эксплуатационных затрат, поэтому δ_{C_d} получается несколько заниженной.

погрешность добычи (графа 5). Погрешности параметров площади, мощности, коэффициента охвата в рядах целиком переходят в погрешности добычи, поскольку зависимости 1, 2, 3 представлены прямыми под углом 45° к оси абсцисс. Доли остальных погрешностей меньше за исключением погрешности параметра 12, влияние которой превышает собственную величину.

Относительная погрешность добычи за любой проектный срок определяется согласно (XII.52):

$$\delta Q_d = \sqrt{8^2 + 10^2 + 15^2 + 2,6^2 + 10^2 + 4^2 + 6,5^2 + 2^2 + 2,5^2 + 1,5^2} = 24 \text{ \%}$$

Абсолютная погрешность добычи, вычисляемая по формуле (XII.53), предполагает для ее вычисления использование величины самой добычи за любой срок, в пределах которого действует составленный проект (технологическая схема) разработки. Поэтому абсолютные погрешности добычи будут иметь разные величины в соответствии с разной добычей на тот или иной год разработки.

Так, если для рассматриваемого примера среднегодовая добыча за 10 лет разработки, согласно проекту, составляет 0,9 млн. т, то погрешность накопленной добычи к концу пятого года составит

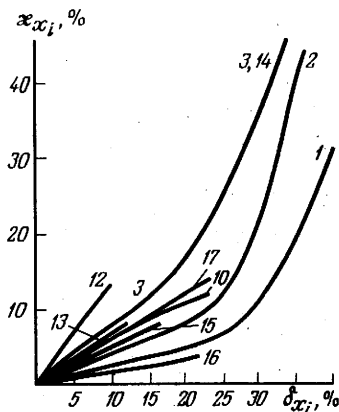
$$m_{Q_5} = \frac{4,5 \times 24}{100} = 1,08 \text{ млн. т.}$$

На конец десятого года разработки

$$m_{Q_{10}} = \frac{9,0 \times 24}{100} = 2,16 \text{ млн. т.}$$

Это значит, что фактическая добыча может отклониться от проектной с вероятностью $P \approx 0,7$ на величину, не большую чем на 1,08 млн. т к концу пятого года и не большую чем на 2,16 млн. т к концу десятого года, при условии, что разработка объекта будет вестись в точном соответствии с проектом (технологической схемой) разработки.

Рис. 110. Зависимость доли относительной погрешности себестоимости добычи x_{xi} от погрешности исходных параметров δx_i . Номер кривой соответствует порядковому номеру параметра в табл. 27.



Исходя из того, что в рассматриваемом примере себестоимость добычи 1 т нефти за 10 лет эксплуатации объекта составит 11,85 руб., относительную погрешность этой себестоимости (δC_d) определим по графику на рис. 110 по формуле (XII.54):

$$\delta C_d = \sqrt{2,1^2 + 4,2^2 + 12,6^2 + 2,1^2 + 7^2 + 3,6^2 + 9,8^2 + 2^2 + 2,5^2 + 2,1^2 + 30,6^2} = 36,6 \text{ \%},$$

в которой используются данные графы 6 табл. 27.

Абсолютная погрешность себестоимости составит

$$m_{C_d} = \frac{C_d \delta C_d}{100} = 4,32 \text{ руб./т.}$$

Таким образом, фактическая себестоимость может достигать величины $11,85 + 4,32 = 16,17$ руб/т.

§ 6. Допустимые пределы округления параметров

Округление параметров следует производить так, чтобы не потерять при этом верные значащие цифры и не оставлять значащие цифры, недостаточно достоверные. Отсюда правило выбора этих цифр должно быть согласовано с точностью исходного значения параметра, обусловленной природной изменчивостью изучаемой характеристики, точностью измерения, а также с допустимой погрешностью определения результата. С учетом этих условий принимается методика вычисления погрешности округления параметра $\Delta\delta$, которая должна быть на порядок меньше среднего квадратического отклонения $\delta\bar{X}$ параметра $\bar{X}$, т. е. отвечать условию

$$\Delta\delta < \frac{\sqrt{3}}{10t_P} \frac{X_{\max} - X_{\min}}{2}, \quad (\text{XII.55})$$

чтобы она не вносила существенного искажения в результат расчета. Формула (XII.55) описывает правило округления единичного измерения (определения) признака. В ней

$$\sigma_X = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{2t_P}, \quad (\text{XII.56})$$

где t_P — корень уравнения

$$\begin{aligned} &\bar{X} + t_P \sigma_X \\ &\int_{\bar{X} - t_P \sigma_X}^{\bar{X} + t_P \sigma_X} f(y) dy = P, \end{aligned} \quad (\text{XII.57})$$

где P — выбранная, достаточно близкая к единице вероятность. Так, при $P=0,68$ $t=1$; при $P=0,95$ $t_P=2$; при $P=0,98$ $t_P=3$.

Для округления среднего значения признака (параметра) необходимо пользоваться формулой

$$\Delta\delta < \frac{1}{10t_P} \sqrt{\frac{3}{n}} \frac{X_{\max} - X_{\min}}{2}, \quad (\text{XII.58})$$

где n — число наблюдений, по которым определяется среднее значение параметра.

Т а б л и ц а 28

Пример расчета погрешностей округления величины средней мощности $\bar{H}$

Интервал изменения мощности, м	Среднее значение параметра $\bar{H}$, м	По требованиям к технологической схеме разработки $\delta\bar{H} = 15\% = 0,15$			По требованиям к проекту разработки $\delta\bar{H} = 5\% = 0,05$		
		$0,086 \delta\bar{H}$	$\Delta\delta$	среднее значение параметра округляется	$0,086 \delta\bar{H}$	$\Delta\delta$	среднее значение параметра округляется
До 10	5	0,065	0,05	Десятые доли единицы	0,02	0,005	Сотые доли единицы
10—50	30	0,39	0,05	То же	0,12	0,05	Десятые доли единицы
50—100	75	0,98	0,5	Целые единицы	0,30	0,05	То же

Допустимые пределы округлений значений параметров (до долей единицы или целых единиц)

Параметры	Интервалы изменения параметра	Проект опытной эксплуатации	Технологическая схема разработки	Проект разработки
Нефтенасыщенная мощность, м	1—5 5—10 10—50 50—100	Сотые Десятые » Целые единицы	Сотые Десятые » Целые единицы	Сотые » Десятые »
Пористость, %	5—10 10—30	Сотые Десятые	Сотые Десятые	Сотые »
Начальная нефтенасыщенность, %	50—98	Десятые	Десятые	Десятые
Начальная водонасыщенность, %	1—5 5—10 10—50	Десятые » Целые единицы	Сотые Десятые »	Сотые » Десятые
Вязкость нефти, мПа × с	0,1—0,5 0,5—1 1—5 5—10 10—50 50—100 100—500 500—1000	Тысячные Сотые » Десятые » Целые единицы То же »	Тысячные » Сотые » Десятые » Целые единицы То же	Тысячные » Сотые » Десятые » Целые единицы То же

Объемный коэффициент пластовой нефти, доли единицы	1,01—1,10 1,10—1,5 1,5—3,0	Сотые » »	Сотые » »	Тысячные » »
Объемный коэффициент пластовой воды, доли единицы	0,99—1,06	—	Тысячные	Тысячные
Пересчетный коэффициент для перевода нефти из поверхностных условий в пластовые	1,05—4,0	—	Тысячные	Тысячные
Добыча попутного газа, м ³	100—1000 1000—2500 2500—5000 5000—10 000 (1—2,5) · 10 ⁴ (2,5—5) · 10 ⁴	Десятки единиц Сотни единиц То же » (десятые) · 10 ⁴ То же	Десятки единиц Сотни единиц То же » (десятые) · 10 ⁴ То же	Десятки единиц То же Сотни единиц То же » (десятые) · 10 ⁴

Параметры	Интервалы изменения параметра	Проект опытной эксплуатации	Технологическая схема разработки	Проект разработки
Добыча попутного газа, м ³	(5—10)·10 ⁴ (1—2,5)·10 ⁵ (2,5—5)·10 ⁵ (5—10)·10 ⁵ (1—2,5)·10 ⁶ (2,5—5)·10 ⁶ (5—10)·10 ⁶ (1—2,5)·10 ⁷ (2,5—5)·10 ⁷ (5—10)·10 ⁷ (1—2,5)·10 ⁸	(десятые)·10 ⁴ (десятые)·10 ⁵ То же » (десятые)·10 ⁶ То же » (десятые)·10 ⁷ То же » (десятые)·10 ⁸	(десятые)·10 ⁴ (десятые)·10 ⁵ То же » (десятые)·10 ⁶ То же » (десятые)·10 ⁷ То же » (десятые)·10 ⁸	(десятые)·10 ⁴ (сотые)·10 ⁵ (десятые)·10 ⁵ То же (сотые)·10 ⁶ (десятые)·10 ⁶ То же (сотые)·10 ⁷ (десятые)·10 ⁷ То же (сотые)·10 ⁸
Пересчетный коэффициент для перевода нефти из пластовых условий в поверхностные	0,43—0,5 0,5—0,95	Тысячные »	Тысячные »	Десятитысячные Тысячные
Промысловый газовый фактор, м ³ /т	0,5—1,0 1—5 5—10 10—50 50—100 100—500 500—1000 1000—2500	Сотые » Десятые » Целые единицы То же Десятки единиц То же	Сотые » » Десятые » Целые единицы То же Десятки единиц	Тысячные Сотые » Десятые » Целые единицы То же Десятки единиц

При расчете погрешностей округления, как отмечалось выше, кроме природного свойства изменчивости признака необходимо учитывать и желаемую точность определения средних значений параметров. Существующие требования (см. гл. XIV) к точности определения параметров на разных стадиях проектирования разработки выражены в относительных средних квадратических погрешностях ($\delta\bar{x}$).

Для определения допустимой погрешности округления среднего применяется следующая формула:

$$\Delta\delta < 0,086\bar{X}\delta\bar{x}. \quad (\text{XII.59})$$

Методика расчета предельной допустимой погрешности округления среднего нормально распределенного параметра полностью распространяется и на расчет предельной допустимой погрешности округления среднего логнормально распределенного параметра, т. е. и в этом случае следует пользоваться формулой (XII.58).

Схема расчета погрешностей округления на примере мощности показана в табл. 28.

Процедура округления численных значений параметров сводится к следующему. По формуле (XII.58) для данной изменчивости признака и при принятой допустимой погрешности определения его среднего устанавливается предельно допустимая погрешность округления, которая равна половине единицы оставляемого после округления разряда. Поэтому величина $\Delta\delta = 0,5 \cdot 10^k$, где k — номер разряда, оставляемого в числе после округления, ($k = \dots, 3, 2, 1, 0, -1, -2, -3, \dots$). Если в округленном числе оставлены единицы целых, то $k=0$; если десятые доли единицы, то $k=-1$; если десятки целых, то $k=1$ и т. д. Следовательно, согласно неравенству (XII.58), надо подобрать такое k , чтобы число $\Delta\delta = 0,5 \cdot 10^k$ оказалось ближайшим меньшим по отношению к правой части неравенства (XII.58).

Например, правая часть неравенства (XII.58) для средней мощности 30 м по требованиям изученности к технологической схеме разработки (см. табл. 28) составляет 0,39 м. Предельная погрешность округления $\Delta\delta = 0,5 \cdot 10^k$ вблизи этого числа может принимать значения: 0,5; 0,05. Из них ближайшим меньшим к результату 0,39 м будет значение $\Delta\delta = 0,05$. Поэтому в указанных условиях среднюю мощность следует округлять, оставляя в числе десятые доли единицы.

Для более удобного пользования методикой округления в табл. 29 приведены допустимые пределы округлений, вычисленные для разных пределов изменения значений некоторых параметров с учетом требований к точности определения средних по стадиям изученности.

§ 7. Методы оценки достоверности параметров на основе информационных мер

Помимо методов оценки точности определения параметров, основанных на теории погрешностей, существуют и другие методы оценки достоверности параметров, в частности базирующиеся на использовании понятий теории информации.

Согласно этой теории, множество значений какой-то дискретной случайной величины характеризуется некоторым разнообразием, количество которого можно измерить. Так, о множестве $x_2, x_3, x_3, x_1, x_3, x_3, x_1, x_2, x_3, x_2, x_2, x_1$, содержащем $N=12$ значений, можно сказать, что оно имеет разнообразие в три элемента, поскольку содержит только ($k=3$) три различных элемента — x_1, x_2, x_3 .

Количество разнообразия множества удобнее измерять не числом различных элементов, а логарифмом этого числа $\log k$. Кроме того, с теоретических позиций оказалось более удобным рассматривать разнообразие

не самого множества значений случайной величины, а сопоставленного с ним множества вероятностей. Возможные значения дискретной случайной величины в совокупности с их вероятностями представляют ряд распределения этой случайной величины.

Обозначим количество разнообразия через $H[x]$. Для множества значений дискретной случайной величины

$$H[x] = \log k. \quad (\text{XII.60})$$

Если вероятности P_i каждого из k возможных значений x_i , составляющих разнообразие, равны между собой, то

$$P_i = \frac{1}{k} = P.$$

Отсюда

$$k = \frac{1}{P};$$

$$H[x] = \log k = \log \frac{1}{P} = -\log P. \quad (\text{XII.61})$$

Из формулы (XII.61) следует, что если вероятности возможных значений случайной величины равны между собой, то среднее количество разнообразия, приходящееся на одно значение, будет равно

$$H[x_i] = \frac{H[x]}{k} = -\frac{\log P}{\frac{1}{P}} = -P \log P. \quad (\text{XII.62})$$

По аналогии с формулой (XII.62) для случая, когда вероятности P_i не равны между собой, количество разнообразия, приходящееся на одно значение x_i , можно принять равным

$$H[x_i] = -P_i \log P_i,$$

а общее количество разнообразия, представленного k элементами, выраженное через разнообразие множества вероятностей, будет равно

$$H[x] = -\sum_{i=1}^k P_i \log P_i. \quad (\text{XII.63})$$

Эта величина называется энтропией случайной величины. Энтропия может быть вычислена при любом основании логарифмов a , так как замена основания a на b равносильна умножению энтропии на величину

$$M = \frac{1}{\log_a b} = \log_b a.$$

Обычно в качестве основания логарифмов принимают числа 2, e (основание натуральных логарифмов) или 10, и единицы измерения соответственно называют бит, нит и хартли. Разнообразием в 1 бит характеризуется множество, имеющее два ($k=2$) равновероятных элемента. Разнообразие в 1 хартли присуще множеству, имеющему 10 ($k=10$) равновероятных элементов. В дальнейшем, если не будет специальных оговорок, мы будем пользоваться одной единицей — нитом.

При вычислении энтропии непрерывной случайной величины порядок вычислений остается тем же, только в качестве возможных значений принимаются середины классов ряда распределения, а в качестве P_i — вероятности попадания наблюдаемого значения величины в тот или иной класс.

С помощью энтропии можно определить число наблюдений, необходимое и достаточное для изучения свойств нефтегазонаосного пласта при подсчете запасов и составлении технологической схемы разработки за-

лежи. Точные значения вероятностей P_i , соответствующих различным значениям дискретного параметра или различным интервалам ряда распределения непрерывного параметра, нам никогда не известны. Поэтому точное значение энтропии не может быть найдено. Фактически мы всегда будем располагать оценкой энтропии $H[x]_n$ по некоторой совокупности n наблюдений. Назовем эту оценку выборочной энтропией. Она связана с истинной энтропией $H[x]$ параметра следующим соотношением:

$$H[x] = \lim_{n \rightarrow \infty} H[x]_n.$$

Выборочная энтропия измеряет только разнообразие, свойственное имеющейся совокупности наблюдаемых значений параметра. В то же время она может служить оценкой энтропии генеральной совокупности, если число проведенных наблюдений достаточно велико. В силу закона больших чисел при равномерном расположении достаточно большого числа точек наблюдения должно выполняться приближенное равенство

$$\sum_{i=1}^k w_i \ln w_i \approx \sum_{i=1}^k P_i \ln P_i,$$

где w_i — относительная частота i -го значения параметра X , определяемая по данным наблюдений.

Мерой степени приближения $H[x]_n$ к $H[x]$ служит дисперсия $\sigma_{H[x]_n}^2$ выборочной энтропии:

$$\sigma_{H[x]_n}^2 = \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^k w_i \ln^2 w_i - H^2[x]_n \right). \quad (\text{XII.64})$$

При малом числе наблюдений выборочная энтропия оказывается сильно заниженной по сравнению с энтропией генеральной совокупности и дисперсия ее будет большой, но по мере роста числа наблюдений происходит рост величины $H[x]_n$ и разность между $H[x]$ и $H[x]_n$ стремится к нулю. Это связано с тем, что при малом числе наблюдений разнообразие выборки меньше разнообразия (изменчивости) пласта.

Когда разнообразие совокупности наблюдаемых значений параметра достигнет уровня разнообразия, свойственного изучаемому продуктивному пласту, систематический рост выборочной энтропии $H[x]_n$ прекратится и она станет произвольно колебаться близ уровня, соответствующего величине $H[x]$, являющейся мерой разнообразия пласта. Произойдет стабилизация выборочной энтропии. Существует такое значение $n_{\text{пред}}$ (в дальнейшем именуемое оптимальным объемом наблюдений), что при $n < n_{\text{пред}}$ выборочная энтропия имеет тенденцию к росту с ростом n , а при $n > n_{\text{пред}}$ выборочная энтропия стабилизируется и колеблется около значения $H[x]$.

Специальные исследования показали, что величина $n_{\text{пред}}$ статистически связана с величиной приведенной дисперсии энтропии $\mu_{H[x]_n}$:

$$\mu_{H[x]_n} = n \sigma_{H[x]_n}^2 = \sum_{i=1}^k w_i \ln^2 w_i - \left(\sum_{i=1}^k w_i \ln w_i \right)^2. \quad (\text{XII.65})$$

Эта связь может быть описана следующим уравнением регрессии:

$$n_{\text{пред}} \approx [1 + (s-1)r^2] [100 \mu_{H[x]_n} + e^{H[x]}]. \quad (\text{XII.66})$$

где s — число образцов в одной скважине; r — коэффициент корреляции между эффективной мощностью продуктивного пласта в скважине и параметром пласта (пористостью, проницаемостью и т. п.) в той же скважине.

Формула (XII.66) пригодна и для параметра, принимающего в каждой скважине только одно значение (мощность, расчлененность и т. п.).

При проведении любых исследований, в том числе и геологических, осуществляется сбор информации об изучаемом объекте. Объект, очевидно, будет изучен полностью, если о нем получена вся полезная информация. В теории информации показано, что количество полной информации о некоторой системе равно энтропии этой системы:

$$I[x] = H[x]. \quad (\text{XII.67})$$

Следовательно, количество полной информации о параметре пласта (или о пласте, как о сложной системе) будет численно равно энтропии $H[x]$ генеральной совокупности значений параметра. Практически интересно знать кроме величины полного объема информации также и то ее количество, которое поступает с каждым новым наблюдением, т. е. величину приращения информации. Очевидно, это количество ΔI равно приращению энтропии:

$$\Delta I[x] = H[x]_{j+1} - H[x]_j, \quad (\text{XII.68})$$

где $H[x]_j$ — энтропия до проведения наблюдений; $H[x]_{j+1}$ — энтропия после проведения наблюдения.

Приращение информации может быть обусловлено поступлением сразу некоторого количества результатов наблюдений. Поэтому целесообразно ввести понятие плотности информации, т. е. величины приращения информации на единичный результат наблюдения:

$$i[x] = \frac{\Delta I[x]}{\Delta n}, \quad (\text{XII.69})$$

где $i[x]$ — плотность информации; Δn — количество вновь поступивших результатов наблюдения.

Зная величину $i[x]$ и стоимость g одного наблюдения, можно определить стоимость q единицы информации, получаемой в результате дополнительных наблюдений:

$$q = \frac{g}{i[x]}. \quad (\text{XII.70})$$

Анализ формул (XII.69) и (XII.70) показывает, что с увеличением g происходит резкое снижение величины $i[x]$, что влечет за собой резкое возрастание q .

Из формулы (XII.68) следует также, что после накопления наблюдений в объеме $n_{\text{пред}}$ и стабилизации энтропии величина ΔI будет случайным образом колебаться около нуля, т. е. поступление информации о параметре (об его среднем значении) прекратится. Такой характер изменения величин $\Delta I[x]$, $i[x]$ и q позволяет с экономической точки зрения подойти к решению вопроса об установлении момента прекращения сбора информации.

Опираясь на информационные меры, можно найти и ответ на вопрос, какую точность определения среднего значения параметра обеспечивает объем наблюдений, равный $n_{\text{пред}}$.

Любой параметр X продуктивного пласта может рассматриваться как случайная величина с ограниченным размахом R . Очевидно, что модуль разности (погрешности выборочной средней $\bar{x}$) между математическим ожиданием m_x (т. е. истинным средним значением параметра) и его оценкой $\bar{x}$ по выборке любого объема (включая выборку объема $n=1$) всегда меньше R , т. е.

$$|m_x - \bar{x}| < R. \quad (\text{XII.71})$$

Истинное значение R , как правило, неизвестно и о нем судят через размах R_n выборки, который служит оценкой R . При некотором объеме выборки n (объеме проведенных наблюдений) получаем такое значение R_n , для которого выполняется неравенство (XII.71)

$$|m_x - \bar{x}| < R_n. \quad (\text{XII.72})$$

Размах R_n (т. е. интервал между максимальным и минимальным значениями x_i) можно разбить на некоторое число k подынтервалов ΔM :

$$k = \frac{R_n}{\Delta M}.$$

Тогда, если известна оценка R_n размаха, то в соответствии с (XII.61) и (XII.72) можно утверждать, что энтропия генеральной (истинной) средней $H[m_x]$ меньше величины $\ln k$:

$$\ln k = \ln \frac{R_n}{\Delta M},$$

т. е.

$$H[m_x] < \ln \frac{R_n}{\Delta M}.$$

С другой стороны, если бы была известна именуемая ниже информационной мерой погрешности среднего ширина m интервала, в который наверняка попадают $\bar{x}$ и m_x , то для энтропии $H[m_x]$ можно было бы указать более низкую границу:

$$H[m_x] \leq \ln \frac{m}{\Delta M}.$$

Выше говорилось, что приращение информации о параметре равно приращению энтропии от значения перед наблюдением до значения после наблюдения. По аналогии с этим величину

$$I[m_x] = \ln \frac{R_n}{\Delta M} - \ln \frac{m}{\Delta M}. \quad (\text{XII.73})$$

можно рассматривать как дополнительную информацию о m_x , содержащуюся в ряде распределения параметра, по отношению к той информации о m_x , которая содержится в размахе R_n .

Путем простейших преобразований из (XII.73) получаем

$$m = \frac{R_n}{\exp I[m_x]}. \quad (\text{XII.74})$$

Величина $I[m_x]$ определяется из соотношения

$$I[m_x] = \ln \frac{H[x]}{\sqrt{\frac{1}{n} \mu H[x]_n}}. \quad (\text{XII.75})$$

Подставив (XII.75) в (XII.74), получим:

$$m = \frac{R_n}{H[x]} \sqrt{\frac{1}{n} \mu H[x]_n}. \quad (\text{XII.76})$$

Если над параметром X продуктивного пласта выполнено достаточно большое число наблюдений ($n \geq n_{\text{пред}}$), информационная мера m погрешности среднего $\bar{x}$ может быть вычислена как функция R_n объема n и частот w_i различных классов значений параметра, каждый из которых имеет ширину Δx , равную погрешности измерения значений параметра X :

$$\bar{m} = \frac{R_n}{\sum_{i=1}^k w_i \ln w_i} \sqrt{\frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^k w_i \ln^2 w_i - \left(\sum_{i=1}^k w_i \ln w_i \right)^2 \right]}. \quad (\text{XII.77})$$

Если в формуле (XII.77) принять $n = n_{\text{пред}}$ и воспользоваться формулой (XII.65), то можно получить выражение для определения погрешности $m_{\text{ст}}$ среднего значения параметра в момент стабилизации энтропии:

$$m_{\text{ст}} = \frac{R_n}{-\sum_{i=1}^k w_i \ln w_i} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k w_i \ln^2 w_i - \left(\sum_{i=1}^k w_i \ln w_i \right)^2}{[1 + (s-1)r^2] [100\mu_H [x]_n - e^H [x]]}}. \quad (\text{XII.78})$$

Сравнивая информационную $\bar{m}$ и среднюю квадратическую $\sigma_{\bar{x}}$ погрешности среднего значения $\bar{x}$ параметра, можно сказать следующее. Средняя квадратическая погрешность вычисляется в предположении, что $\bar{x}$ имеет асимптотически нормальное распределение, вследствие чего возможны, хотя и маловероятны сколь угодно большие погрешности оценки среднего значения параметра. В этом отношении информационная погрешность $\bar{m}$ отличается от $\sigma_{\bar{x}}$. При выводе формулы для расчета меры m погрешности среднего учтено, что в любом случае расхождение между истинным m_x и его оценкой $\bar{x}$ не может превосходить величину размаха R параметра и что R для всех геологических параметров имеет ограниченную величину. В связи со сказанным соотношение между m и $\sigma_{\bar{x}}$ достаточно сложно. При распределении X по закону, близкому к нормальному, обычно m получается не меньше $\sigma_{\bar{x}}$ и не больше $2\sigma_{\bar{x}}$, но ближе к $2\sigma_{\bar{x}}$.

Под предельной погрешностью среднего значения $\bar{x}$ параметра обычно понимают некоторую величину Δ , такую, для которой справедливо неравенство

$$|m_x - \bar{x}| < \Delta.$$

При известной предельной погрешности полученное среднее значение обычно записывается как $\bar{x} \pm \Delta$. Отсюда видно, что по крайней мере в тех случаях, когда положительные и отрицательные отклонения $\bar{x}$ от m_x одинаково вероятны, между предельной погрешностью среднего Δ и мерой m погрешности среднего существует соотношение

$$m = 2\Delta.$$

В связи с этим соотношением предельную погрешность можно оценить через m по формуле

$$\Delta = \frac{1}{2} m.$$

МЕТОДЫ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА

§ 1. Общие требования к системам информационного обеспечения решения геолого-промысловых задач

В основе организации современного геолого-промыслового анализа лежат огромные потоки различной информации, связанные не только с текущим ходом производства, но и с перспективами его развития. Для того чтобы полностью использовать эту информацию, нужно обработать ее соответствующим образом.

Важнейшее условие осуществления этого требования — разработка единой и взаимоувязанной системы информационного обеспечения, к которой все учетные, отчетные и плановые документы унифицированы, а входящие в их состав показатели позволяют проводить все необходимые сравнения и сопоставления.

Для того чтобы унифицировать и систематизировать систему документов, необходимо установить объем и содержание первичной информации. Объем не должен быть велик, а сама информация должна быть единой как для инженера, геолога, разработчика месторождений, так и для экономиста, плановика, бухгалтера и статистика. Производная же информация, основанная на систематизации, группировке и обобщении первичной информации, в основном неизбежно будет иметь специфический характер, обусловленный целью использования.

Организация системы передачи рациональных потоков геолого-промысловой информации с единой взаимоувязанной информационной сетью должна удовлетворять следующим трем принципам:

— разумное ограничение объема первичной информации, но обеспечивающее самую обширную и разнообразную производственную информацию;

— максимальное использование первичной информации и достаточно полное использование информации производной; повышение коэффициента использования первичной информации должно быть обеспечено при этом в первую очередь;

— согласованная единая и гибкая система информации должна точно отражать объективный ход процесса производства.

Исходя из этих принципов систему информационного обеспечения можно представлять как логическую взаимосвязь всех источников информации, направленную на достижение конкретной цели и характеризующуюся своей структурой и поведением.

Необходимо определить область применения системы информационного обеспечения решения геолого-промысловых задач. Возможны следующие три варианта систем:

1) система, охватывающая только один регион, район, месторождение для геолого-промыслового анализа, например, Волго-Уральскую провинцию, Ромашкинское месторождение и т. п.; этот вариант получил наибольшее распространение в нефтяной промышленности;

2) система, связывающая все регионы, месторождения для геолого-промыслового анализа в целом по нефтяной промышленности;

3) система, связывающая геолого-промысловые анализы страны в целом. Кроме перечисленных вариантов может быть много промежуточных, рассматривающих частные вопросы геолого-промыслового анализа.

Очевидно, что максимальный эффект внедрения системы информационного обеспечения в нефтяной промышленности достигается при втором варианте системы, но подготовка работы для внедрения в этом случае настолько трудна, что необходимо последовательным «подключением» данных о районах постепенно организовывать общую систему. При этом необходимо

постоянно иметь в виду наличие связи между зависящими друг от друга регионами, месторождениями и т. п.

По использованию информации для решения геолого-промысловых задач можно выделить три группы ее:

1) информация, носящая в основном описательный характер, которая, как правило, непосредственно не является основанием для принятия решения, а только информирует геолога;

2) информация, которая должна служить основанием для принятия решения; она инструктирует геолога;

3) информация с несложными выводами; последние должны основываться на разнообразнейшей геологической информации; основой для выводов может служить, например, письменный материал для анализа, составленный по ранее полученной информации; в основном к этой группе относится нахождение оптимальных решений различных проблем; эта информация побуждает геолога к принятию решения.

Информация может комбинироваться в различных группах. Но сведения всех групп должны быть представлены в виде письменного документа с необходимым минимумом данных или основанием для принятия решения.

Связь между звеньями геолого-промыслового анализа предъявляет к сведениям следующие требования.

1. Полнота и компактность, т. е. сведения должны содержать только информацию, необходимую для геолога. Иногда могут быть добавлены существенные индивидуальные статьи, которые могут повлиять на принятие решения.

2. Понятность сведений, что можно обеспечить, например выражая сведения о литологическом разрезе в виде специальных знаков, используя напечатанные формулы, вводя графики, что обычно дает возможность быстрой оценки ситуации.

3. Наглядность сведений касается прежде всего общего вида и размещения напечатанной информации. Если сведения многочисленны, то в конце или в начале следует поместить резюме.

4. Своевременность сведений означает, что они должны поступать в установленный срок. На выполнение этого условия оказывает влияние своевременность подачи и подготовки информации к обработке, составления сведений и доставки ее получателю.

5. Надежность сведений обеспечивается рядом специальных мер, препятствующих возникновению погрешностей. Геологи, подготовляющие данные для составления сводки, должны быть обеспечены точной исходной информацией.

6. Постоянство сведений — одно из основных требований, так как в противном случае возникают излишние перерасчеты. Переработка сведений всегда идет по определенной программе.

7. Комплексность сведений.

Удовлетворение этих требований к информационному обеспечению геолого-промысловых задач стало возможным в результате проведенных в отрасли работ по совершенствованию структуры управления, обеспечению функционирования систем качественной информацией за счет широкого внедрения блочных автоматизированных установок и технологических комплексов различного назначения.

Многоступенчатая организационная структура с излишним числом звеньев, существовавшая до 60-х гг., удлиняла пути движения информации, вызвала задержки ее во времени. В конечном счете замедлялись принятие решений и реакция объекта управления на управляющие воздействия, т. е. ухудшалась оперативность управления геологическим производством и исключалась возможность своевременного вмешательства в ход производства.

Организационная перестройка системы управления, начатая в отрасли в конце 60-х гг., привела к ликвидации семиступенчатой структуры и замене ее сначала на трехступенчатую: министерство — объединение — нефтегазодобывающее предприятие, а затем на двухступенчатую: министерство — объединение.

За период 1969—1973 гг. в нефтедобывающих районах страны осуществлено широкое промышленное внедрение блочных автоматизированных установок и технологических комплексов различного назначения. Это изменило количественный и качественный составы информации.

Наиболее массовыми рассредоточенными объектами являются нефтяные скважины. Независимо от способов добычи они оснащаются только средствами защиты от аварий и устройствами автоматического пуска после кратковременных отключений электроэнергии. Разработанное оборудование для скважин обеспечивает работу технологических объектов добычи в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала, что соответствует требованиям к объективности и качеству информации.

Для измерения дебитов скважин внедрены различные модификации автоматизированной групповой замерной установки «Спутник». Дебиты скважин фиксируются на счетчиках блока местной автоматики и по телемеханическим каналам передаются в пункт управления.

Для решения геолого-промысловых задач проводят серию работ, на основании которых находят первичные параметры, например необходимые для анализа состояния разработки месторождения:

- отбор кернового материала (исследования при буровых работах);
- измерение отметок ВНК, ГНК, кровли, подошвы, нефтенасыщенности (промыслово-геофизические исследования);
- отбор глубинных проб, гидродинамические и промысловые исследования, опробование скважин (геолого-промысловые исследования).

Полученные данные в результате этих работ составляют информационный массив геолого-промысловых показателей. Информационный массив состоит из следующих подмассивов: геолого-физическая характеристика пластов, горизонтов; физико-химическая характеристика флюидов; данные исследования скважин; технико-эксплуатационная характеристика скважин.

Геолого-физическая характеристика пластов, горизонтов объединяет следующие группы показателей:

- геологические параметры продуктивного пласта, горизонта;
- геолого-физические параметры пропластков, продуктивного пласта горизонта;
- физические параметры коллекторов по керну;
- минеральный состав коллекторов по керну;
- гранулометрический состав коллекторов по керну.

Физико-химическая характеристика флюидов содержит следующие группы параметров:

- химические и физические свойства нефти по поверхностным пробам;
- физические параметры нефти в пластовых условиях;
- физические свойства пластовых вод;
- содержание микроэлементов, катионов и анионов в пластовых водах;
- состав газа.

Данные исследования скважин включают:

- данные по опробованию и испытанию скважин по интервалам перфорации;
- данные по гидродинамическим исследованиям всех видов скважин;
- результаты обработки данных гидродинамических исследований скважин.

Технико-эксплуатационная характеристика скважин включает следующую группу данных:

- паспортные данные скважин;
- сведения по оборудованию скважин;
- ежемесячные отчеты по эксплуатации добывающих скважин;
- ежемесячные отчеты по закачке воды в скважины;
- ежемесячные отчеты по закачке пара, воздуха в скважины.

Ориентировочный объем информации, подлежащей хранению, по каждой скважине (при условии, что добывающая скважина работает в среднем 10 лет) составляет 1000 показателей.

Все исходные показатели разработки можно разделить на два основных вида: 1) показатели, регистрируемые для определения геометрии пласта (геологическая информация) и фильтрационных характеристик; к ним относятся данные о мощности и площади пласта, его проницаемости и пористости; эти параметры не меняются или мало меняются в процессе разработки залежи; 2) показатели, регистрируемые для определения технологических характеристик эксплуатации месторождения; к этой информации относятся данные о дебите нефти, содержании воды в скважине, забойном, затрубном давлении, количестве закачанной воды, нефтенасыщенности и др.; эти параметры существенно изменяются во времени.

Каждый из этих видов показателей подразделяется, в свою очередь, на две группы: показатели, характеризующие отдельный участок или месторождение в целом, и показатели, характеризующие отдельную скважину.

К первой группе относятся следующие показатели: среднее взвешенное пластовое давление в зоне отбора и на линии нагнетания; суммарная производительность скважин и средний дебит одной скважины; суммарная закачка воды по залежи; процент обводнения продукции залежи; коэффициент нефтеотдачи; средние пористость, проницаемость, мощность залежи и т. п. Для этой группы объем информации определяется числом скважин, по которым необходимо получить значение показателя. Представительность этой информации как в пространстве, так и во времени определяется: выбором расположения скважин по площади (на одном участке залежи иногда необходимо провести большую часть замеров, чем на другом); выбором времени производства замеров в скважинах, рассредоточенных по площади (может быть, в нескольких скважинах нужно измерять значения показателя одновременно или в определенный период).

Ко второй группе относятся следующие показатели: распределение скважин по дебитам, содержанию воды и способам эксплуатации; темп обводнения отдельных скважин во времени; средние значения параметров за месяц, квартал, год по скважине; суммарные (накопленные) значения параметров за месяц, квартал, год по скважине и т. п.

Объем информации для отдельной скважины определяется выбором периодичности замера показателей, а представительность информации — выбором момента времени и длительности производства замеров в скважине.

Рассмотренные группы и виды информации служат основой для проведения работ по геолого-промысловому анализу разработки месторождения.

Геолого-промысловый анализ процесса разработки месторождений — элемент управления, включающий комплекс исследований, логических действий и математических расчетов, позволяющих оценить тенденции и главные стороны технологических явлений, происходящих в нефтяной залежи.

Важнейшие цели геолого-промыслового анализа процесса разработки состоят в сопоставлении фактических и проектных показателей и объяснении причин установленного течения процесса, отдельных сторон течения процесса, явлений, происходящих при этом.

После сопоставления фактических показателей с проектными данными и данными предыдущего анализа начинается собственно геолого-промысловый анализ разработки: уточнение геологической модели объекта разработки, анализ технологических и экономических показателей разработки, анализ состояния техники добычи.

В содержание каждого анализа для месторождений платформенного типа с водонапорным режимом входят следующие разделы.

I. Уточнение модели объекта разработки: геологического строения месторождения, геолого-физических параметров, физических свойств жидкостей.

II. Анализ технологических показателей (анализ по месторождению).

A. Анализ величины изменения добычи жидкости, нефти и газа.

1. Сопоставление величин изменения и характера текущей и накопленной добычи жидкости и нефти с величинами изменения закачки воды, а также фонда добывающих и нагнетательных скважин.

2. Установление характера изменения добычи жидкости и нефти и фонда добывающих скважин по способам эксплуатации.

3. Выявление характера распределения добычи жидкости и нефти по площади и мощности пласта.

4. Сопоставление текущих и накопленных объемов добычи по месторождению с гидропроводностью пласта.

5. Сопоставление динамики изменения текущего отбора жидкости с характером изменения пластового давления.

6. Установление соотношения накопленной и текущей закачек и отбора по месторождению, пласту.

7. Выделение характерных участков месторождения по интенсивности их разработки.

Б. Анализ энергетического состояния месторождения.

1. Выявление характера распределения фонда нагнетательных скважин и количества закачиваемой воды по площади и мощности пласта.

2. Сопоставление величин изменения пластового давления с величинами изменения добычи нефти и закачки воды.

3. Сопоставление фактической и расчетной величин пластового давления. Определение коэффициента несоответствия.

4. Определение степени охвата пласта воздействием закачки.

5. Установление утечки жидкости за контур нефтеносности.

6. Выявление зон взаимодействия пласта с другими, эксплуатационными объектами по профилям давления.

7. Определение количества перетекающей жидкости в другие пласты.

8. Определение взаимодействия месторождения с соседними месторождениями.

9. Выделение характерных участков месторождения по распределению пластового давления.

В. Анализ состояния обводненности месторождения.

1. Определение влияния текущих темпов разработки месторождения на обводненность продукции.

2. Выявление степени и характера обводнения скважин по площади и мощности месторождения.

3. Определение скорости продвижения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности по картам изобар.

4. Установление влияния отборов и закачки жидкости на продвижение контуров нефтеносности.

5. Определение степени обводненности продукции месторождения в зависимости от отобранных начальных запасов.

6. Установление зависимости обводненности продукции от отбора нефти и закачки воды.

Г. Анализ состояния выработки запасов нефти.

1. Определение текущего коэффициента нефтеотдачи по промысловым данным (по отбору и выработанным запасам).

2. Установление текущего коэффициента нефтеотдачи по картам изохрон обводнения.

3. Определение потерь нефти в зависимости от плотности сетки скважин.

4. Нахождение коэффициента охвата (анализ по участкам).

Геолого-промысловый анализ по месторождению предусматривает выделение характерных участков (работы А. 7 и Б. 9) с учетом уточненных исходных данных. По каждому участку проводятся следующие виды работ:

а) анализ динамики изменения добычи жидкости, нефти и газа, при котором кроме перечисленных работ А.1—6 определяют изменения фонда скважин (общего, работающего по способам эксплуатации); б) анализ энергетического состояния месторождения, в котором кроме перечисленных работ Б.1, Б.2, Б.4—7 решают отдельные задачи по взаимодействию скважин (влияние очагового заводнения, изменение закачки на отдельных участках, влияние циклической закачки и др.); в) анализ состояния обводненности месторождения, который включает работы В.1—4 по участкам; г) анализ

состояния выработки запасов нефти, в котором кроме работ Г.1 и Г.2 определяют начальные (балансовые и извлекаемые) запасы в границах выделенных участков.

Процесс обработки информации в системах информационного обеспечения геолого-промысловых задач можно условно разбить на четыре этапа:

I этап — обработка начальных данных на электронно-вычислительных машинах; запись этих данных на магнитную ленту, диск; передача магнитных лент, дисков в библиотеку и на II этап;

II этап — упорядочение, группировка и выборка данных; выдача на печать обобщенных характеристик и данных; передача документов в библиотеку и на III этап;

III этап — обработка обобщенных характеристик на ЭВМ; запись их на магнитную ленту, диск, в библиотеку; расчет и построение карт и графиков на графопостроителях и на IV этап;

IV этап — проведение расчетов по разделам геолого-промыслового анализа на ЭВМ по специальным программам; распечатка итоговых таблиц, графиков, карт и передача их в библиотеку документов.

§ 2. Автоматизированные информационно-поисковые системы в геолого-промысловом анализе

Специфика задач, решаемых в нефтяной промышленности, заключается в большом объеме обрабатываемой информации. На одном месторождении может находиться несколько тысяч скважин, а по каждой скважине снимаются до несколько сот различных показателей, изменяющихся во времени. Эта информация нужна для расчета проектных показателей разработки, для анализа динамики добычи жидкости, нефти и газа, энергетического состояния месторождения, состояния обводненности месторождения, выработки запасов нефти, техники добычи и для расчета экономических показателей нефтедобычи.

Все эти сведения, а также проектные задания и нормативно-справочные данные записываются в память электронно-вычислительных машин, образуя банк данных. Банк данных — это совокупность сведений информационного массива, необходимых для проектирования и анализа разработки месторождения, в запоминающих устройствах ЭВМ на машинных носителях и комплекс программ, обеспечивающих функционирование автоматизированной информационно-поисковой системы. Информационно-поисковая система служит для осуществления процесса ввода, поиска и выдачи информации из банка данных.

Банк данных организуется с целью:

- накопления геолого-промысловых данных, получаемых от геологов, технологов, экономистов;

- возможности реорганизации массивов геолого-промысловой информации при появлении новых параметров;

- обеспечения оперативного получения информации (с минимальными затратами времени) путем ее однократного ввода и многократного использования;

- возможности интеграции массивов, т. е. использования данных в различных сочетаниях в зависимости от задач геолого-промыслового анализа.

Основные принципы построения автоматизированных информационно-поисковых систем, способы автоматического поиска в массивах необходимой информации, примеры автоматизированных фактографических и документальных информационно-поисковых систем общего назначения рассмотрены в работе Г. Г. Белоногова, В. И. Богатырева [Белоногов Г. Г., Богатырев В. И., 1973].

Способ построения автоматизированных фактографических информационно-поисковых систем на примере геологической информации, т. е. информации, относящейся к полезным ископаемым, металлогении, тектонике, петрографии, минералогии, приводится в работе А. С. Смирнова (1976 г.).

Опыт работы автоматизированных информационно-поисковых систем в нефтяной промышленности дан в работе М. И. Максимова, В. Р. Вороновского и др. (1976 г.). Такие системы начали создаваться в связи с разработкой автоматизированной системы управления в нефтяной промышленности и широким внедрением в практику работы нефтегазодобывающих объединений средств вычислительной техники. Существенные результаты в разработке и внедрении информационно-поисковых систем достигнуты вычислительными центрами Главтюменнефтегаза и объединений Татнефть, Башнефть, Оренбургнефть, Азнефть, институтами Гипровостокнефть, ТатНИПИнефть, СибНИИМП, ЗапсибНИПИнефть, Центральной геофизической экспедицией Миннефтепрома и др. Информационно-поисковая система функционирует во ВНИИ, автоматизированная система поисковой и статистической обработки геологических данных — во ВНИГНИ и др.

Разработанные комплексы программ информационно-поисковых систем базируются как на ЭВМ второго поколения (ЭВМ «Минск-22, 32», М-222, БЭСМ-4) с использованием ленты в качестве накопителя информации, так и на ЭВМ третьего поколения — ЭВМ единой серии.

Рассмотрим некоторые способы поиска информации из общего информационного массива.

Способ перебора. Сущность способа заключается в последовательном просмотре всего массива данных и отыскании такой величины, которая равна заданному значению. Перебор позволяет осуществить поиск в произвольном массиве, т. е. не предъявляет никаких специальных требований к организации данных. Недостатком перебора как метода поиска является большая затрата машинного времени на просмотр всех имеющихся данных.

Многоступенчатый перебор. Весь информационный массив разбивается на ряд подмассивов, которые разбиваются на группы параметров, каждый из которых отличается от другого подмассива некоторыми отличительными особенностями. Разделение информационного массива на подмассивы дает возможность составить и записать в ЭВМ вспомогательную таблицу, величинами которой являются не непосредственные показатели поиска, а выделенные подмассивы и группы геолого-промысловых данных. Каждому из выделенных подмассивов, групп параметров дается определенный номер.

Поиск требуемого показателя выполняется в три этапа: сначала по вспомогательной таблице перебором отыскивается соответствующий подмассив, затем перебором в пределах этого подмассива — требуемая группа показателей, а затем перебором в пределах этой группы параметров — требуемый геолого-промысловый показатель. В результате поиск становится многоступенчатым.

Вычисление адреса. Признаку, по которому осуществляется поиск, однозначно соответствует функция адреса информации в памяти ЭВМ. Взаимно-однозначное соответствие между числами, заданными в условии поиска, и их адресами в ЭВМ позволяет по простой формуле вычислить величину адреса информации в ЭВМ, а затем способом перебора найти искомую величину поискового показателя.

Дихотомический поиск. Сущность способа заключается в последовательном делении участков информационного массива пополам. Осуществление процесса поиска уменьшает неопределенность информации о выполнении условий поиска в заданном множестве показателей, разбивает множество показателей, относительно которых к началу проверки нам неизвестно, выполняется ли в них условие поиска или нет, на два подмножества. Одно из этих подмножеств состоит из показателей, информацию о выполнении или невыполнении условий поиска в которых мы получили в результате выполненной проверки, и их поэтому можно исключить из дальнейшего поиска. Другое подмножество состоит, наоборот, из объектов, относительно которых продолжает отсутствовать информация о выполнении или невыполнении в них условия поиска. Поиск должен быть продолжен в пределах именно этого подмножества.

Информационно-поисковая система, разработанная в Центральной геофизической экспедиции, написана в машинных кодах ЭВМ М-222, предназначена для автоматизированного хранения, обработки и выдачи информации для площадной интерпретации геологических, геофизических и промышленных данных с целью проектирования и анализа разработки месторождений.

Основные составные части информационно-поисковой системы — математическое обеспечение и информационный массив геолого-промышленных данных. Математическое обеспечение составляет обрабатывающие, сервисные и вспомогательные программы (рис. 111).

Вспомогательные программы записывают на магнитную ленту программ системы и осуществляют разносторонний контроль записанной на магнитную ленту информации, и, вообще, они направлены на повышение технологичности обработки большого объема информации.

Сервисные программы реализуют информационный поиск, т. е. записывают информацию в заданной форме, накапливают ее, организуют непрерывную обработку пакетных режимов, с помощью которых происходит поиск и выбор необходимой информации на ленте, komponуют выходные документы в том или ином виде (в зависимости от поставленной задачи), проводят упорядочение строк таблицы числовых массивов, транспортируют и переставляют столбцы табличной матрицы, печатают выходные документы, выдают на перфорацию выходную информацию, записывают на магнитную ленту промежуточные и конечные результаты.

Пример пакетного режима поиска информации с помощью информационно-поисковой системы: поиск на информационной ленте задаваемых документов; упорядочение строк в таблице на магнитном барабане;

расчет технологических показателей; подготовка документов для распечатки на АЦПУ или для записи на ленту; выдача результатов счета на печать макета к таблице; выдача на печать таблицы; выдача паспорта магнитной информационной ленты.

Обрабатывающие программы определяют различные статистические характеристики параметров, находящиеся в банке данных; рассчитывают показатели в пластовых и поверхностных условиях; рассчитывают и строят на фотопостроителях ФП-2 различные карты; проводят корреляцию пластов по разрезам скважин; выявляют однородные участки в плане пласта; полу-

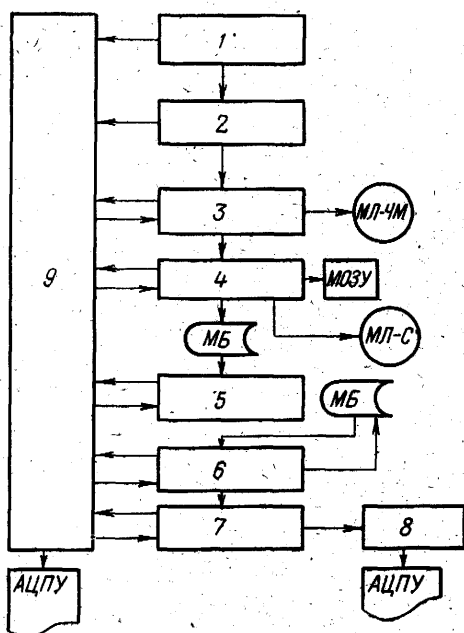


Рис. 111. Состав программ информационно-поисковой системы для ЭВМ М-222, разработанной в ЦГЭ Миннефтепрома:

1 — вызов системного обеспечения; 2 — пакет «числовой массив»; 3 — программа «запись числового массива»; 4 — программа «вход числового массива»; 5 — программа «ряд»; 6 — обрабатывающие программы; 7 — программа «запись числового массива»; 8 — программа «документ и таблица» или «документ»; 9 — программа «диспетчер», осуществляющая пакетный режим и оповещение о работе программ. АЦПУ — автоматическое цифровое печатающее устройство; МБ — магнитный барабан ЭВМ; МЛ-ЧМ — магнитная лента — числовой массив; МЛ-С — магнитная лента — системная

чают петрофизические палетки, необходимые для выдачи заключения по каротажу при оперативной интерпретации.

Информационный массив составляют геолого-промысловые и технико-экономические показатели по скважинам месторождения, входящие в разработанные унифицированные формы сбора и представления первичной информации. Все формы объединены в подмассивы общего информационного массива. Показателям качественного характера присвоены условные коды. Поиск осуществляется по номеру формы и необходимым количественным признакам в ней; номер формы показывает класс подмассива и группу показателей.

Специализированная информационно-поисковая система создана во ВНИИ и предназначена для построения карт геолого-промысловых признаков. Исходными данными для построения карт служат координаты скважин; номера скважин; координаты точек внешних границ, контуров, линий сброса; значения некоторых параметров; сведения о типах скважин и способах эксплуатации.

Для автоматизации считывания и кодирования координат точек начальной карты (скважин, линий сброса, контуров нефтеносности и т. п.) использован графопостроитель, позволяющий считывать координаты точек при перемещении каретки по карте. Координаты точек кодируются на перфоленте и печатаются на рулонной бумаге. Одновременно с клавишного устройства на ту же перфоленту и бумагу донечатываются номера скважин и другая информация. На считывание карты, содержащей 200 скважин, расходуется около 1,5 ч. После того, как данные по карте введены в машину, проверяется их правильность, при этом проверяется правильность занесения координат скважин и контуров нефтеносности.

Программы информационно-поисковой системы составлены для ЭВМ БЭСМ-6, обрабатывающие программы производят:

- расчет объемных и площадных параметров объектов разработки;
- составление карт распространения коллекторов;
- расчет коэффициентов фильтрации и построение карт областей, охваченных разработкой;
- построение карт в изолиниях;
- составление карт состояния разработки.

Поиск заданного объекта в библиотеке объектов разработки, записанной на магнитной ленте, задается блоком выбора — подлежащий рассмотрению объект задается своим порядковым номером в библиотеке. В информационно-поисковой системе предусматривается возможность рассмотрения не всего объекта, а только части его, например блока или группы блоков. В этом случае координатами четырех точек задаются две прямые, ограничивающие рассматриваемую область объекта разработки. При наличии такого указания из считанных с магнитной ленты массивов выбирается информация только о тех скважинах и линиях, которые находятся в указанной области, и проводятся новые границы. Блок выбора позволяет считывать с магнитной ленты значения, например, мощности пласта, числа зональных интервалов, масштаба, дебитов и др. В программе это обеспечивается перестановкой операторов чтения и фиктивного чтения. Изменяется также количество массивов.

Автоматизированная информационно-поисковая система поисковой и статистической обработки геологических данных создана во ВНИГНИ на базе ЭВМ БЭСМ-4 [Аронов В. И., 1977 г.]. Система написана на языке алгол.

Информационный массив создается по каждому геологическому объекту (месторождение, залежь, скважина и т. п.) и включает перечень признаков, характеризующих объект. Число признаков должно быть менее 1000, первые 128 признаков могут быть качественными. В этой системе принят способ хранения данных на магнитной ленте, при котором в одной или нескольких зонах хранятся списки по отдельным признакам всех объектов. В этом случае расположение значений признаков по различным объектам для всех признаков одинаково, т. е. сохраняется взаимно-однозначное соответствие между номерами объектов и адресами значений признаков в зоне магнитной ленты. Поиск получается целенаправленным, при этом просматриваются массивы

только в тех зонах, где содержатся признаки, по которым проводится поиск, и в зонах, содержащих искомые признаки. Реализация процесса поиска в системе достигается с помощью программ «Функция», «Поиск» и др.

Результаты поиска выдаются на печать в виде таблиц, значения признаков печатаются по 10 столбцов, наименования располагаются в шапке таблицы.

Обрабатывающие программы позволяют рассчитывать различные статистические характеристики, проводить многомерный регрессионный анализ, полиномиальный тренд-анализ; по результатам поискового запроса могут быть построены гистограммы распределения признаков, на графопостроителе построены карты, получены данные для решения задачи подсчета запасов.

В институте ВНИИОЭНГ создана и многие годы работает система информационно-справочного обслуживания различных абонентов отрасли (система «ИПСнефть-2»). Абонентами этой системы являются все объединения, ряд вычислительных центров отрасли, отдельные специалисты, работающие в нефтяной промышленности.

Абонент имеет право обращаться с запросом в систему, в этом случае ВНИИОЭНГ гарантирует выдачу информации по этому запросу. Запросы могут быть двух типов: разовый запрос-ответ и запрос, по которому абонент регулярно будет получать появляющуюся информацию.

В систему заносят сведения из отраслевых сборников, журналов, из реферативных журналов ВИНТИ. Специалисты ВНИИОЭНГа, обслуживающие эту систему, из рефератов к статьям выбирают те ключевые слова, которые определяют содержание статьи (т. е. еще раз составляют реферат и реферат рассматриваемой статьи). По этим ключевым словам затем на ЭВМ с помощью «ИПСнефть-2» осуществляется поиск данных для ответа на запрос. Как правило, количественных зависимостей и оценок результатов статей в реферате нет и поэтому к ключевым словам не относят количественные зависимости и оценки (и поэтому, естественно, поиск по количественным признакам вести нельзя).

Запросы при геолого-промысловом анализе к «ИПСнефть-2» могут быть, например, такими: какие работы были посвящены Ромашкинскому месторождению; где рассматривался вопрос нефтеотдачи; какие работы были опубликованы с 1970 г. по нефтяной геологии и т. д.

Ответы на запросы печатаются на ЭВМ, где указываются авторы статьи, краткие рефераты этих статей.

Подобная система «ИПСнефть-2» нужна патентным службам, службам научно-технической информации, специалистам нефтяной промышленности, которые по рефератам должны затем определить — стоит ли смотреть полный текст статьи, книги или нет?

Еще одно направление развития информационно-поисковых систем для анализа геолого-промысловой информации связано с контролем, анализом и регулированием процесса разработки месторождений. Такие системы в вычислительных центрах основных нефтедобывающих районах частично созданы и работают. Текущая информация о работе скважин поступает в память ЭВМ. Это — дебит скважин, движение фонда скважин, значения обводненности продукции в скважинах, устьевые давления, объемы закачки воды в нагнетательные скважины. Обработка этих данных и направлена на получение месячных, годовых, эксплуатационных рапортов, на выдачу всевозможных выборочных справок по названным показателям. Обобщенная информация группируется по горизонтам, пластам, месторождениям, блокам, участкам, по объединению в целом.

Системы сбора и запоминания в памяти ЭВМ в первом приближении созданы в объединениях Нижневартовскнефтегаз, Мангышлакнефть, Татнефть, Пермнефть, Башнефть, Оренбургнефть. В память ЭВМ записана текущая информация о работе скважин таких месторождений, как Самотлорское, Ромашкинское, Узень и др. Сегодня работы в этом направлении направлены на совершенствование комплекса программ для ЭВМ управления базами данных (например, база данных «Ока»), на пополнение базы данных другими, геолого-промысловыми показателями работы скважин.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Глава XIV

ПОДГОТОВКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ

§ 1. Цели и задачи подготовки залежей нефти к разработке

Подготовку залежей нефти к разработке можно рассматривать как единый процесс, поскольку как поиски и разведка, так и работы по обеспечению информацией всех последующих этапов разработки месторождения имеют общую цель: как можно качественнее подготовить запасы, затратив на это по возможности меньше средств.

Работа по достижению этой цели начинается с решения вопроса о рентабельности разработки объекта на основе предварительной геолого-экономической оценки запасов, даваемой на заключительной стадии поискового этапа, и продолжается до того момента, когда изученность параметров будет отвечать необходимым требованиям. Критерий необходимого и достаточного уровня качества подготовки запасов при этом — достижение определенной надежности основных проектных показателей технологической схемы разработки (ТСР), гарантирующей эффективность капиталовложений в строительство нефтедобывающего предприятия.

После начала разбуривания объекта, согласно ТСР, задача повышения качества подготовленности запасов также сохраняет свою актуальность, в этом случае ее цель — обеспечение необходимой надежности показателей проекта разработки (ПР).

Изученность параметров нефтяной залежи на стадии составления ПР должна удовлетворять новым, еще более жестким требованиям к качеству, поскольку по этим запасам планируется добыча нефти на самые ближайшие сроки, и эти плановые показатели должны быть наиболее обоснованы с точки зрения надежности.

Аналогичные требования к надежности параметров залежей предъявляются и на последующих стадиях разработки. Однако главным этапом в изучении месторождения, определяющим эффективность разработки, все же является цикл поисково-разведочных работ, поэтому именно для этого цикла должны быть сформулированы наиболее полные и комплексные целевые задания по качеству исходной информации и достоверности определяемых по ней параметров залежей.

Для каждого нефтяного месторождения (залежи) в результате поисково-разведочных работ должны быть установлены:

- размеры и форма залежи, положение тектонических нарушений и их амплитуда; для ловушек литологического и стратиграфического типов — границы выклинивания, замещения и перекрытия проницаемых пород непроницаемыми;
- закономерности изменчивости литологии продуктивных пластов, коллекторских свойств, эффективной нефтегазонасыщенной мощности;
- критерии оценки продуктивности пластов, а также нижние пределы коллекторских свойств;
- дебиты нефти, газа и воды, величины начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, газовых факторов, коэффициенты продуктивности скважин и их изменения во времени;
- качество нефти, газа, конденсата и воды и содержание в них сопутствующих компонентов;

— гипсометрическое положение водонефтяных, газонефтяных контактов и изменение их во времени;

— гидрогеологические условия — гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков, естественный режим работы залежи;

— запасы нефти, растворенного и свободного газа;

— условия для эффективной промышленной разработки залежей.

Указанный перечень представляет собой набор целевых заданий по разным видам информации, необходимой для подсчета запасов и проектирования разработки. Качество выполнения этих заданий характеризуется достоверностью параметров и категоричностью подсчитываемых запасов.

Современные представления о надежности технико-экономических показателей разработки и ее зависимости от достоверности исходных параметров

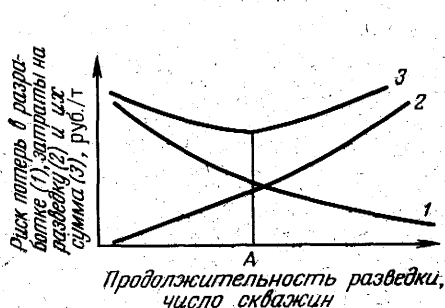


Рис. 112. Схема определения оптимальной степени разведанности

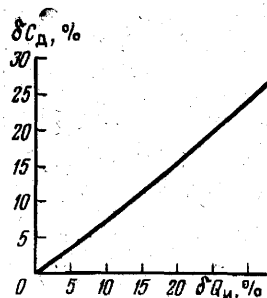


Рис. 113. Зависимость относительной погрешности определения проектной себестоимости добычи нефти δC_D от относительной погрешности извлекаемых запасов δQ_H

позволяют сформулировать целевую функцию поисково-разведочных работ в количественном виде.

В соответствии с одним из основополагающих принципов разведки — принципом последовательных приближений, отраженном в положении об этапности поисково-разведочного процесса, — на каждой стадии изучения месторождение познается все более детально, выявляются новые закономерности все более глубоких уровней исследования. Вместе с тем уменьшается неопределенность в оценке значений различных признаков, снижается уровень возможных погрешностей параметров, а в зависимости от этого уменьшается и риск получения экономических потерь при разработке из-за недостоверности исходных данных. Однако снижение уровня погрешностей и уменьшение риска потерь сопровождается непрерывным ростом затрат на получение дополнительной информации.

Если эти две характеристики процесса разведки выразить одинаковой мерой (лучше всего в денежных единицах), то тогда их сумму можно рассматривать как критерий для определения оптимальной степени разведанности; минимум этой суммы представляет собой целевую функцию разведки. Схема определения оптимальной степени разведанности показана на рис. 112. Кривая 1 отражает денежное выражение риска потерь, который закономерно уменьшается за счет снижения неопределенности в оценке параметров залежи по мере повышения изученности объекта. Кривая 2 показывает затраты на разведку. Суммируя эти две кривые, получим кривую 3, минимум которой (точка А) соответствует моменту, когда дальнейший рост затрат на разведку не окупается снижением риска потерь в разработке. Этот момент разведки и соответствует оптимальной (необходимой и достаточной) степени изученности залежи.

Затраты на разведку удобно выражать стоимостью подготовки 1 т извлекаемых запасов, приведенной по времени на год окончания разведки; они рассчитываются исходя из общей стоимости геологоразведочных работ на месторождении и величины запасов.

Определение риска экономических потерь основано на вычислении погрешностей себестоимости добычи 1 т нефти и стоимости подготовки 1 т запасов исходя из относительной средней квадратической погрешности в подсчете извлекаемых запасов, которая, в свою очередь, может быть определена на любую дату разведки. Рассчитывая риск по погрешности запасов, следует иметь в виду равную возможность — как уменьшение фактических запасов против подсчитанных (погрешность запасов положительная), так и противоположный результат (увеличение запасов), который также вызывает дополнительные затраты на переобустройство системы нефтедобычи.

Исходя из этого риск экономических потерь (R) можно определить с вероятностью $P=0,68$ как арифметическую сумму абсолютных величин двух средних квадратических погрешностей:

$$R = m_{C_p} + m_{C_d} \quad (\text{XIV.1})$$

Одна из погрешностей численно равна среднему квадратическому отклонению стоимости подготовки 1 т запасов (C_p):

$$m_{C_p} = C_p \frac{m_Q}{Q}, \quad (\text{XIV.2})$$

где m_Q — абсолютная средняя квадратическая погрешность подсчитанных запасов Q_2 , извлекаемых за заданный срок согласно запроектированной технологической схеме.

Другая равна среднему квадратическому отклонению себестоимости добычи 1 т (C_d), взятой без учета отчислений на геологоразведочные работы:

$$m_{C_d} = \frac{C_d \delta_{C_d}}{100}, \quad (\text{XIV.3})$$

где δ_{C_d} — относительная погрешность себестоимости добычи (в %), связанная с относительной погрешностью запасов пропорциональной зависимостью. Применительно к системам разработки с заводнением эта зависимость имеет вид, показанный на рис. 113.

Полный удельный риск экономического ущерба, таким образом, определится с учетом (XIV.2) и (XIV.3):

$$R = C_p \frac{m_Q}{Q} + 0,01 C_d \delta_{C_d}. \quad (\text{XIV.4})$$

Если выразить удельные затраты C_p и C_d через соответствующие соотношения общих затрат и запасов в разведке $C_p = S_p/Q$ и в разработке $C_d = S_d/Q$, то целевую функцию разведки или поисково-разведочного процесса в целом применительно к отдельному объекту можно выразить следующим образом:

$$W = \frac{S_p}{Q} + \left(\frac{S_p}{Q^2} m_Q + 0,01 \frac{S_d}{Q} \delta_{C_d} \right). \quad (\text{XIV.5})$$

Критерий W можно рассматривать как обобщенный показатель эффективности разведки, так как он содержит и затраты, и результат — показатель качества подготовки запасов в виде их достоверности.

Пример оптимизации степени разведанности залежи показан на рис. 114. Указанным способом можно найти оптимальные значения числа скважин для проведения разведки, расстояния между ними, а также возможные погрешности определения параметров и запасов для залежи данного типа.

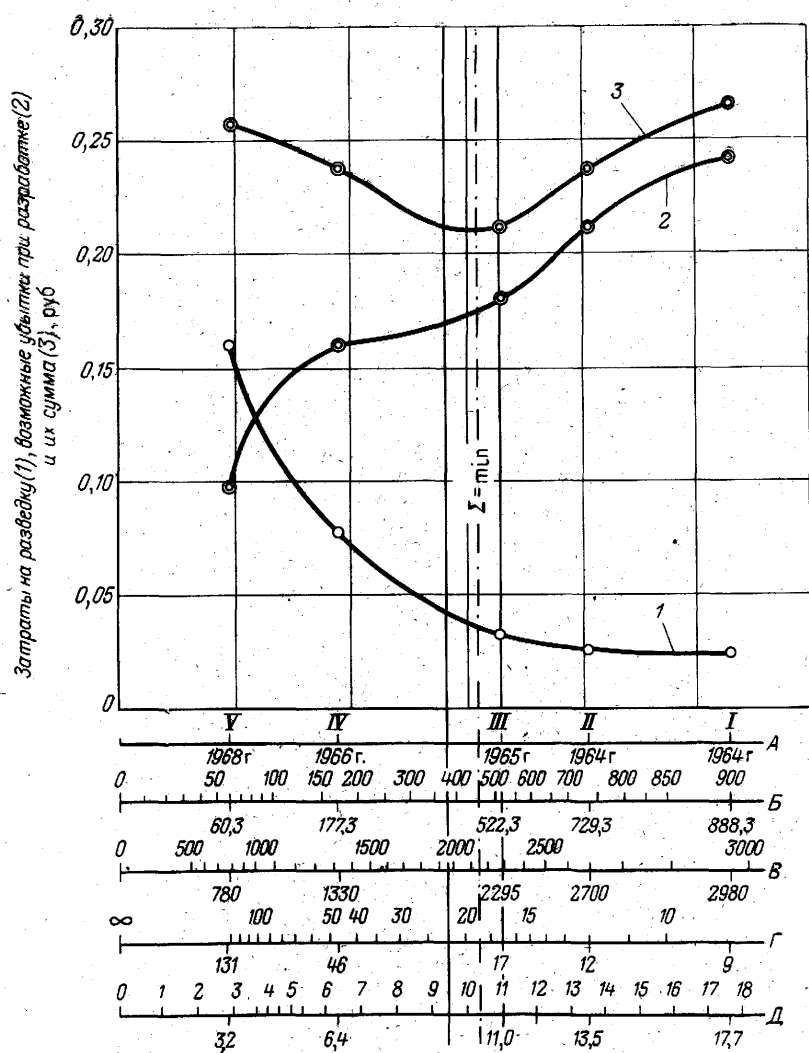


Рис. 114. Пример определения оптимальной степени изученности залежи.

А — этапы оценки изученности; Б — плотность сетки, скважин, га/скв; В — расстояние между скважинами, м; Г — число скважин; Д — относительные погрешности балансовых запасов

На основе указанных выше способов качественного и количественного формирования целей подготовки залежей нефти к разработке формулируются требования к исходной информации с учетом стадий проектирования разработки, размеров залежей и сложности их геологического строения.

§ 2. Основные требования к исходной информации и изученности параметров для проектирования разработки

Проектирование разработки нефтяных месторождений представляет собой сложный комплекс задач, решаемых на основе различных моделей (геологических, технологических, экономических), каждая из которых характеризуется некоторой неопределенностью. Максимальное устранение (снятие) этой неопределенности — задача системы информационного обеспечения проектирования разработки.

Всю исходную информацию можно подразделить:

- а) по степени связанности с данным объектом изучения — на информацию априорную и оперативную, полученную на данном объекте;
- б) по характеру выражения содержания — на описательную и количественную;
- в) по возможности воспроизведения — на повторную и бесповторную;
- г) по количеству источников — на информацию из одного источника (вида исследований) и информацию из разных источников (разные виды исследований) и т. п.

Обработка информации производится в несколько этапов.

Первый этап — первичная документация наблюдений: описания, измерения, анализы. Основные требования к этому этапу сбора информации — объективность и точность отображения фактов, единообразие ведения документации, единая система условных знаков на первичных документах и т. п.

Второй этап — сверывание информации; составление таблиц значений признаков (свойств) по скважинам, пластам, объектам; изготовление графических разрезов скважин и корреляционных схем и т. п.

Третий этап — составление геологической модели объекта разработки: обоснование рациональной степени расчленения объекта, составление карт различных свойств по пластам, вычисление средних значений параметров и оценка их достоверности.

Формы представления результатов на всех этапах сбора и обработки информации должны быть едиными, определенными регламентами и правилами подсчета запасов и проектирования разработки.

Достоверность исходной информации и точность определения параметров должны оцениваться последовательно. Сначала следует оценить информацию с точки зрения наличия систематических погрешностей в результатах измерений, анализов, построений и т. д. и принять меры по их устранению. Затем надо определить величины случайных погрешностей параметров, зависящих от изменчивости признака в объеме залежи; числа замеров и качества измерения в отдельных точках наблюдения. Полученные погрешности параметров и запасов (балансовые и извлекаемые) можно рассматривать как количественную меру качества исходной информации и методов ее обработки.

Подобно целевым задачам изучения залежей, требования к исходной информации можно сформулировать в качественном и количественном видах.

Качественные требования — это полнота охвата изучения всех параметров, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки, а также комплексность оценок свойств залежей разными видами исследований (геологическими, геофизическими, гидродинамическими). Они выражаются перечнем целевых заданий по изученности залежи, приведенными выше, а в более конкретном виде — перечнями исходных показателей для проектирования разработки, содержащихся в методических руководствах и регламентах по проектированию.

Количественные требования характеризуются необходимой достоверностью определения всех параметров или объемами исследований, обеспечивающими эту достоверность.

Требования к качеству информации для разных стадий проектирования должны быть одинаковыми по набору параметров, но различными по необходимой достоверности определяемых параметров. Иными словами, качественные требования к исходной информации для разных стадий проектирования разработки не меняются, тогда как количественные повышаются от стадии к стадии.

Информация о нефтяных месторождениях собирается и обрабатывается непрерывно в течение всего процесса разведки и разработки. Требования же к степени их изученности обычно формулируются к моменту окончания определенных стадий или этапов как целевые задачи этих периодов освоения месторождения. Так, по окончании разведки обобщается вся имеющаяся информация о геологическом строении залежей, количестве и качестве запасов углеводородов, возможности их извлечения из недр и дается обоснование системы разработки в технологической схеме. После окончания разбуривания залежей сеткой добывающих скважин могут существенно измениться представления о геологическом строении, неоднородности и условиях выработки запасов эксплуатационных объектов, а это, в свою очередь, требует нового обобщения всей накопленной информации, пересчета запасов, составления проекта разработки с более надежными технико-экономическими показателями добычи нефти, уточнения плановых заданий по разным объектам и других работ.

Очевидно, что количественные требования к изученности параметров следует формулировать прежде всего к этим характерным моментам непрерывного в целом процесса изучения месторождения. При этом необходимо учитывать особенности поступления информации в указанные периоды. Если в первый из них получение информации — главная цель поисково-разведочных работ и обеспечивается она соответствующими затратами средств (всегда ограниченных и требующих экономного расходования), то во второй период, когда главная цель — добыча нефти, информация о залежи поступает в основном попутно с разработкой за счет затрат на эти работы и в меньшей степени за счет специальных дополнительных средств на геологоразведочные работы.

Отсюда следуют ограничения на предельную жесткость требований к результатам разведки, которая не может обходиться слишком дорого. После разбуривания месторождения по сетке добывающих скважин достоверность параметров залежей определяется плотностью этой сетки и может быть большей или меньшей в зависимости от изменчивости свойств продуктивных пластов.

Качество любого параметра залежи, как отмечалось выше, с информационной точки зрения определяется его достоверность. Поэтому наиболее общим показателем качества изученности (или качества информации) можно считать величину возможной относительной средней квадратической погрешности отдельного параметра или их комплексов, определяющих балансовые и извлекаемые запасы.

Другими (натуральными) показателями качества информации могут быть объемы геологоразведочных работ, выполнение которых гарантирует получение параметров требуемой надежности по залежи данных типа и размеров.

Таким образом, сформулировать требования к качеству информации — это значит, во-первых, определить величины погрешностей параметров для залежи данного типа при экономически допустимых затратах на разведку и, во-вторых, установить объемы геологоразведочных работ, обеспечивающих выполнение этих требований.

Количественные требования к результатам разведки или к моменту составления технологической схемы разработки (на примере пластовых сводовых залежей платформенного типа) сформулированы путем обобщения опыта определения оптимальной степени изученности параметров и запасов по методике, изложенной в § 1, на моделях залежей с широким диапазоном изменения их размеров и свойств: площади от 5 до 200 млн м²; балансовых запасов нефти от 5 до 300 млн. т; средней нефтенасыщенной мощности пласта от 5 до 20 м; максимального размаха колебаний мощности от 15 до 40 м; вы-

соты залежи от 10 до 100 м и соотношения большой и малой осей структуры от 1 до 5.

На рис. 115 показаны изменения погрешностей балансовых и извлекаемых запасов для залежей разной величины после проведения разведки в экономически допустимых объемах. Наблюдающийся разброс экспериментальных данных объясняется многообразием геологических и технико-экономических условий их разведки и разработки.

Графики на рис. 115 дают возможность определить границы колеблемости погрешностей подсчета балансовых и извлекаемых запасов. Для оценки

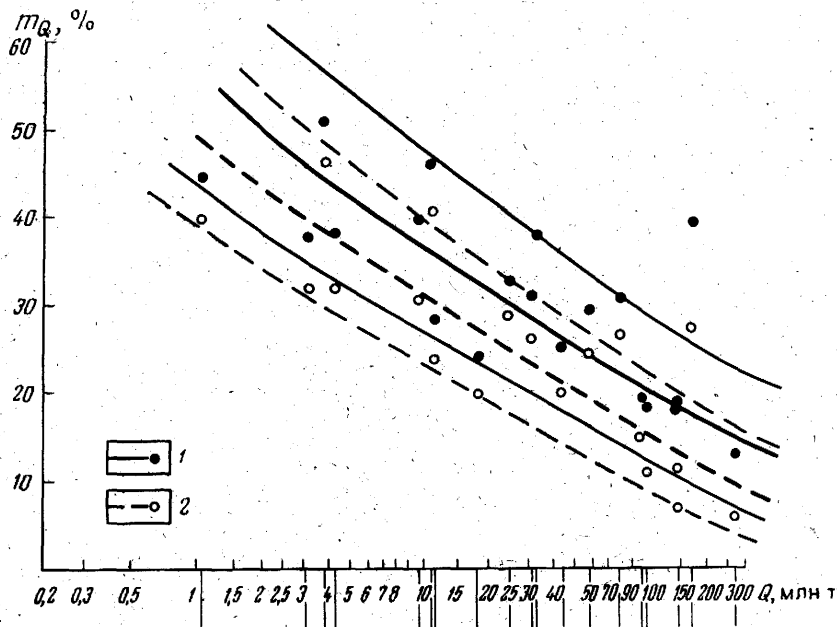


Рис. 115. Возможные погрешности подсчета запасов mQ на стадии составления технологических схем разработки
1 и 2 — извлекаемые и балансовые запасы

значения этих погрешностей по той или иной залежи с учетом сложности строения необходимо придерживаться следующих положений.

Для залежей относительно простого строения (I группа сложности, по Классификации запасов ГКЗ) более характерны значения погрешностей из нижней половины интервала разброса (при данной величине запасов), а для залежей II группы сложности — из верхней половины указанного интервала.

В табл. 30 приведены значения возможных погрешностей параметров, при которых погрешности запасов не будут выходить за пределы, указанные на рис. 115.

При составлении табл. 30 для середины принятых интервалов изменения балансовых запасов были определены по рис. 115 нижние и верхние значения погрешностей балансовых и извлекаемых запасов, которые затем были развернуты в погрешности параметров так, чтобы их геометрическая сумма равнялась погрешности соответствующих запасов (балансовых или извлекаемых).

**Возможные погрешности определения параметров и запасов
пластовых сводовых залежей к моменту окончания разведки**

Параметры	Погрешности ($\pm$) определения параметров (в %) при величине балансовых запасов (в млн. т)			
	До 10	10—25	25—50	50—300
Площадь объекта	30—20	25—12	20—10	15—7
Нефтенасыщенная мощность	30—20	25—15	20—12	15—7
Пористость	8,0—5,0	6,0—4,0	4,0—2,0	3,0—2,0
Нефтенасыщенность	6,0—4,0	5,0—3,0	3,0—2,0	3,0—2,0
Плотность нефти в поверхностных условиях	2,0—1,0	2,0—1,0	1,0	0,5
Объемный коэффициент нефти	5,0—3,0	3,0—2,0	2,0—1,0	2,0—1,0
Запасы нефти балансовые	55,0—30,0	35,0—20,0	30,0—15,0	20,0—10,0
Газосодержание пластовой нефти	15,0—10,0	10,0—5,0	10,0—5,0	5,0—3,0
Запасы растворенного газа балансовые	50,0—30,0	37,0—20,0	32,0—15,0	22,0—12,0
Проницаемость	35,0—20,0	30,0—15,0	25,0—15,0	20,0—10,0
Показатель проницаемости неоднородности	30,0—15,0	20,0—10,0	15,0—10,0	10,0—8,0
Коэффициент вытеснения	7,0—5,0	6,0—4,0	5,0—3,0	3,0—2,0
Коэффициент воздействия	15,0—10,0	13,0—8,0	10,0—6,0	8,0—4,0
Вязкость в пластовых условиях:				
нефти	10,0—5,0	7,0—4,0	5,0—3,0	3,0—1,0
вытесняющего агента	3,0—2,0	3,0—2,0	2,0—1,0	2,0—1,0
Плотность в пластовых условиях:				
нефти	6,0—4,0	4,0—3,0	3,0—2,0	3,0—1,0
вытесняющего агента	3,0—2,0	3,0—2,0	2,0—1,0	2,0—1,0
Начальное пластовое давление	5,0—3,0	5,0—3,0	4,0—2,0	4,0—2,0
Давление насыщения	15,0—10,0	13,0—8,0	10,0—5,0	5,0—2,0
Запасы нефти извлекаемые	65,0—35,0	45,0—25,0	35,0—20,0	25,0—13,0
Запасы растворенного газа извлекаемые	67,0—37,0	46,0—27,0	36,0—22,0	27,0—15,0

Таким образом, запасы нефти можно считать подготовленными к разработке, если выполняются следующие условия:

а) установлено отсутствие существенных систематических погрешностей в методиках определения параметров или внесены коррективы в значения параметров, устраняющие влияние этих погрешностей;

б) случайные погрешности за счет природной изменчивости признаков технических погрешностей измерения свойств и определения параметров не превышают значения, приведенные на рис. 115 или в табл. 30.

Эти условия являются весьма жесткими требованиями, особенно для запасов небольших залежей, которые, как правило, подвержены большим изменениям в процессе изучения. Для того чтобы быть уверенными в том, что

действительные погрешности параметров и запасов, по крайней мере, не превыдут указанные значения, должны выполняться определенные объемы исследований, дифференцированные по размерам залежей.

Всю информацию, используемую при подсчете запасов и проектировании разработки, можно условно разделить на две группы. Первая определяет надежность геометрических характеристик залежи (формы и объема) и предствлений о неоднородности пласта. Качество ее зависит главным образом от числа точек (скважин), в которых измеряются или определяются свойства. Это отметки кровли и подошвы продуктивных пластов, их мощность, данные о характере и степени неоднородности коллектора по разрезам скважин и др. При этом качество измерений (прежде всего, отсутствие систематических погрешностей) также играет существенную роль.

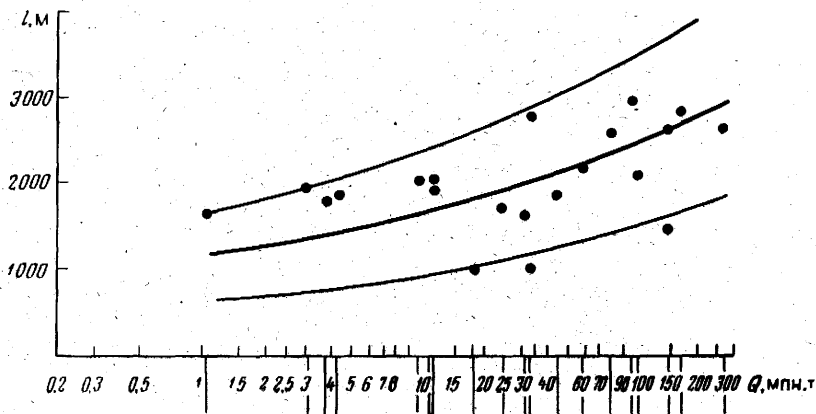


Рис. 116. Оптимальные расстояния между скважинами l при разведке залежей разных размеров

Вторая группа характеризует внутреннее строение залежи — ее емкостные и фильтрационные свойства — и зависит не только от числа скважин, в которых производятся измерения, но и от количества и качества измерений в скважинах. Это коллекторские свойства пород, определяемые по керну; анализы свойств нефти, газа и пластовой воды; характеристики вытеснения нефти водой или другими агентами и т. п. Поэтому при определении объемов работ, требуемых для достижения рациональной разведанности залежи, необходимо решить две задачи: во-первых, установить число скважин (или средние расстояния между ними), обеспечивающих надежную геометризацию объема залежи, во-вторых, обосновать необходимый объем исследований в скважинах.

Из рис. 116 видно, что между величиной балансовых запасов и средними расстояниями между скважинами существует определенная статистическая зависимость. С учетом разброса точек на графике проведены условные доверительные интервалы, которые характеризуют пределы изменения объемов разведочных работ для залежи данной величины. Используя эту зависимость, можно установить средние расстояния между скважинами, необходимые для рациональной разведки пластовых сводовых залежей разных размеров.

При определении объемов исследований, характеризующих фильтрационные свойства пласта, необходимо ориентироваться на наиболее изменчивые параметры, например на проницаемость и ее неоднородность.

Между числом скважин, степенью информации о признаке в разрезе скважин и погрешностями коэффициента вариации проницаемости существуют

зависимости, экспериментально установленные З. К. Рябининой и В. В. Войновым на модели пластовой сводовой залежи нефти с терригенным коллектором, средняя проницаемость которого около $4 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$, а коэффициент вариации проницаемости 0,94.

Под информативностью понималась степень освещенности разреза коллектора в скважине значениями проницаемости при условии, что образцы пород для лабораторного анализа коллекторских свойств и нефтенасыщенности отбирались через каждые 0,5 м мощности продуктивной части выдержанного пласта и через 0,25—0,30 м мощности невыдержанного пласта.

На рис. 117 показаны зависимости погрешностей определения коэффициента вариации проницаемости от числа скважин при $P=0,68$ и разной степени освещенности разрезов скважины керном. С помощью указанных графиков было (табл. 31) рассчитано необходимое число скважин при той или иной информативности. Значения необходимой точности определения коэффициента вариации взяты из табл. 30.

Данные табл. 31 показывают, что с уменьшением освещенности разрезов керном резко возрастает необходимое число скважин для достижения заданной точности параметров.

Требуемая точность коэффициента вариации проницаемости, как видно из табл. 31, может быть получена при разных соотношениях числа скважин и их информативности по исследованиям керна. Однако исходя из задач определения кондиций по мощности пласта и коллекторским свойствам, необходимости решения вопросов детальной корреляции про-

Рис. 117. Зависимости погрешностей коэффициента вариации проницаемости $m_{w_{kpr}}$ от числа скважин и объема информации из них (по З. К. Рябининой и В. В. Войнову).

Шифр кривых — освещенность коллектора определениями проницаемости в %

дуктивных прослоев, изучения степени расчлененности и т. д. следует ориентироваться прежде всего на число скважин со сплошным отбором керна, причем данные табл. 31 следует рассматривать как минимально возможное их число.

Таким образом, по зависимости рис. 116 можно определить для залежей разных размеров средние расстояния между скважинами и, следовательно,

Таблица 31

Число скважин для определения коэффициента вариации проницаемости при разной освещенности разреза керном по требованиям технологической схемы разработки

Запасы нефти балансовые, млн. т	Требуемая точность, %	Необходимое число скважин при разной освещенности разреза керном в %			
		100	50	25	10
До 10	30—15	2—3	3	5	12
10—15	20—10	3	5	8	15
25—30	15—10	4	7	11	21
50—300	8,0—10,0	5	11	16	30

число скважин, пересекающих залежь, а по табл. 31 — установить число скважин, которые должны быть пробурены со сплошным отбором керна. Эти данные представлены в табл. 32.

Т а б л и ц а 32

Оптимальные объемы геологоразведочных работ для подготовки к разработке пластовых сводовых залежей платформенного типа

Параметры	Запасы балансовые, млн. т			
	До 10	10—25	25—50	50—300
Средние расстояния между скважинами, км	0,8—2,0	1,0—2,5	1,2—3,0	1,5—3,5
Число скважин всех категорий	3—8	6—15	8—20	15—30
В том числе: со сплошным отбором керна	3—5	4—7	5—10	8—15

Поскольку на практике не всегда соблюдается требование сплошного выноса керна, то помимо скважин со 100 %-ным отбором, необходимо предусмотреть в остальных поисково-разведочных скважинах поинтервальный отбор керна в количестве 25 % от мощности коллектора.

При разведке средних и крупных месторождений со сложным строением коллекторов и в отношении не изученных условиях в отдельных скважинах необходимо вскрывать продуктивные пласты с применением безводных промывочных жидкостей. При низком проценте выноса керна необходимо предусматривать отбор образцов боковыми грунтоносами.

Параметры пластовой нефти (вязкость, объемный коэффициент, плотность, газосодержание) должны определяться по данным не менее двух глубинных проб, отобранных в каждой скважине, вскрывшей залежь; параметры разгазированной нефти: плотность, кинематическая вязкость и др. — по пробам; число которых должно быть не меньше, чем при определении свойств нефти в пластовых условиях; состав попутного газа и его свойства (плотность, вязкость) — по данным анализов не менее 50 % проб пластовой нефти.

Для исследования физико-химических свойств пластовой воды (вязкости, плотности, содержания ионов) и растворенных в ней газов должны быть отобраны глубинные пробы из всех разведочных скважин, вскрывших водоносную часть пласта, — не менее двух проб из каждой скважины.

Коэффициент вытеснения определяют на составных моделях, состоящих из 7—10 образцов. Число моделей должно быть не менее 3 для относительно однородных по проницаемости пластов и не менее 5—10 для неоднородных пластов.

Пластовое давление и температуру замеряют во всех разведочных скважинах. Число замеров капиллярного давления должно быть порядка 10.

При составлении проекта разработки используют все данные разведки, опытно-промышленной и промышленной эксплуатации. Однако поступающая информация о строении месторождения неравноценна. При бурении добывающих скважин уточняются морфологические особенности залежи и представления о неоднородности пласта.

Внутреннее строение пластового резервуара выясняется путем геолого-промысловых и промыслово-геофизических исследований скважин. Последние, к сожалению, характеризуют пласт по косвенным данным. Для более достоверного определения фильтрационных свойств пласта, а также для отработки промыслово-геофизических методов необходимы дополнительные исследования керна и пластовых флюидов. Критерием для нахождения объемов дополнительных исследований скважин можно считать возможную погрешность проектной величины накопленной добычи нефти или извлекаемых запасов.

На рис. 118 показаны усредненные зависимости погрешностей извлекаемых запасов нефти при разной плотности сетки скважин. Эти кривые получены на основе опыта анализа изученности нескольких десятков пластовых сводовых залежей месторождений платформенного типа. Как видно из рис. 118, относительные погрешности извлекаемых запасов, а следовательно, и проектной добычи при плотных сетках скважин все же сохраняют значительную величину, обратно пропорциональную размерам залежей. Величина погрешности запасов в данном случае определяется не недостатком информации по скважинам, которая по условиям эксперимента моделировалась в нужном объеме, а уровнем изменчивости свойств залежей и по этой причине уже не может быть существенно снижена при данной плотности сетки скважин. Значения этих погрешностей и соответствующих им возможных погрешностей параметров приведены в табл. 33.

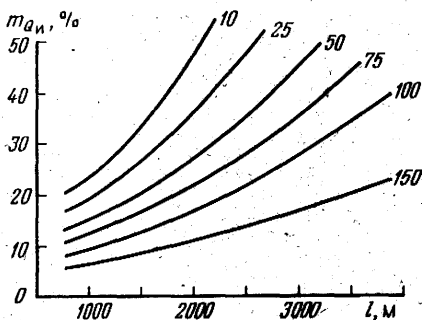


Рис. 118. Усредненные зависимости погрешностей извлекаемых запасов нефти $m_{эл}$ от средних расстояний между скважинами L для залежей разных размеров. Шифр кривых — величина балансовых запасов нефти в млн. т

При этом для того, чтобы погрешности параметров залежей не превышали значений, указанных в табл. 33, кроме информации, поступающей при разбуривании залежей сеткой добывающих скважин, необходимы дополнительные объемы информации, которые можно определить по зависимостям на рис. 117. Результаты расчетов необходимого числа скважин с отбором керна при разной их информативности показаны в табл. 34.

Из табл. 34 следует, что число скважин со сплошным отбором керна для выполнения требований к надежности исходных данных проекта разработки небольших и средних залежей в основном отвечает требованиям к разведке (см. табл. 32). Несколько больше нужно таких скважин для проектирования разработки крупных залежей.

Общего же числа скважин с отбором керна (при информативности не менее 25 %) по проекту разработки требуется намного больше, чем может быть получено при разведке, и это надо иметь в виду при подготовке информации для составления проектов разработки. Общее число скважин с отбором керна, и в том числе со сплошным отбором, для составления проектов разработки залежей разных размеров приведено в табл. 35.

Для всесторонней характеристики свойств пластовых флюидов и их изменчивости по площади и разрезу необходимо отобрать глубинные пробы в 3—5 % скважин основного фонда при относительно невысокой изменчивости свойств и в 5—10 % — при высокой изменчивости.

При планируемом применении новых методов увеличения нефтеотдачи пластов помимо основной информации, регламентируемой изложенными требованиями, необходимо получить дополнительные лабораторные и экспериментальные данные.

С этой целью должны быть проведены следующие лабораторные исследования, общие для всех новых методов:

- фазовых проницаемостей при двухфазной и трехфазной фильтрациях;
- величин поверхностного натяжения и смачиваемости, их зависимости от концентрации реагентов;
- коэффициентов подвижности растворов реагентов в зависимости от их концентрации;
- величин адсорбции и десорбции химических реагентов разной концентрации.

**Погрешности определения параметров залежей нефти при составлении
проекта разработки**

Параметры объекта	Погрешность ($\pm$) параметров (в %) при величине балансовых запасов нефти (в млн. т)			
	До 10	10—25	25—50	50—300
Запасы извлекаемые	35—25	25—15	15—10	10—5
Площадь объекта	10—8	8—5	—	—
Нефтенасыщенная мощность	10—9	9—8	6—4	4—2
Пористость	6—4	4—3	4—2	2,0—1,0
Нефтенасыщенность	2,5—2,0	2—1,5	2—1,5	1,5—1,0
Плотность нефти в поверхностных условиях	2	2	2	1
Объемный коэффициент нефти	2	2	2	1
Проницаемость	25—20	20—15	15—10	10—5
Показатель проницаемостной неоднородности	20—15	15—12	12—10	10—5
Коэффициент вытеснения	3,0—2,5	3—2	3—2	2—1
Коэффициент охвата пласта вытеснением	7	7—5	5—2	2—1
Вязкость в пластовых условиях: нефти	5,0—3,5	3,5—2,0	3,5—2,0	2,5—1,0
вытесняющего агента	3—2	3—2	2—1	2—1
Плотность в пластовых условиях: нефти	4	4—3	3—2	2—1
вытесняющего агента	3—2	2—1	2—1	1
Объемный коэффициент воды	3—2	2—1	2—1	1
Давление насыщения	7,0—5	5—4	4—3	3—2
Текущее пластовое давление	4	4—3	3—2	2

Таблица 34

Число скважин для определения коэффициента вариации проницаемости при разной освещенности разреза керном по требованиям проекта разработки

Запасы нефти балансовые, млн. т	Требуемая точность, %	Необходимое число скважин при разной освещенности разреза керном в %		
		100	50	25
До 10	20—15	3—5	5—8	6—12
10—25	15—12	4—7	6—12	10—22
25—50	12—10	6—11	8—15	15—30
50—300	10—5	10—20	15—45	30—70

При применении методов заводнения растворами полимеров необходимо исследовать фактор сопротивления и остаточный фактор сопротивления в зависимости от скорости фильтрации и проницаемости. Для щелочного заводнения надо знать характер и вязкость эмульсий, образующихся при взаимодействии нефти и щелочного раствора. При мицеллярно-полимерном заводнении необходимо установить характер взаимодействия мицеллярного раствора с нефтью, водой и раствором полимера.

**Оптимальное число скважин с отбором керна, необходимое
для составления проекта разработки**

Запасы нефти балансовые, млн. т	Число скважин	
	с отбором керна не менее 25 %	в том числе — со сплошным отбором керна
До 10	6—12	3—5
10—25	10—22	4—7
25—50	15—30	6—11
50—300	30—70	10—20

Метод вытеснения нефти углекислым газом требует знания массообмена между CO_2 и пластовыми жидкостями.

Для метода вытеснения нефти теплоносителями необходимо исследовать:

- вязкость нефти в зависимости от температуры (до 250—270 °C);
- результаты разгонки нефти;
- коэффициент вытеснения нефти в зависимости от температуры (горячей воды или пара);
- коэффициент теплового расширения нефти.

Для проектирования процесса внутрипластового горения необходима следующая информация:

- концентрация сгорающего топлива;
- удельный расход воздуха;
- коэффициент использования кислорода;
- теплота сгорания топлива;
- кинетические параметры горения и окисления топлива и нефти;
- изменения фазовых проницаемостей в зависимости от температуры.

Технологическая схема, а тем более проект разработки с применением новых методов увеличения нефтеотдачи пластов должны составляться только после проведения опытно-промышленных работ сроком до 4—5 лет. Масштабы опытных работ должны обеспечить возможность достоверной оценки технологических и технико-экономических показателей того или иного процесса. На крупных объектах (с балансовыми запасами от 50 до 300 млн. т) опытно-промышленными работами должно быть охвачено не менее 5 %, на средних (25—50 млн. т) — не менее 10 % и на небольших (5—25 млн. т) — не менее 15 % запасов, заключенных в чисто нефтяной зоне.

Подобные длительность и масштабы опытно-промышленных работ позволяют провести сопоставление расчетных и фактических данных и при необходимости скорректировать потребности в дополнительной информации для составления технологической схемы или проекта разработки.

§ 3. Системы разведки залежей и месторождений нефти и газа и системы размещения разведочных скважин

Под системой разведки понимается пространственная совокупность источников информации (скважин, геофизических профилей и т. п.) и порядок их заложения, обеспечивающие охват месторождения изучением по площади и разрезу. Системы разведки выбирают с учетом типов месторождений, залежей, темпов разведки и освоения запасов и многих других, геологических и технико-экономических факторов.

В современных условиях задачи разведки могут решаться не только разведочными скважинами, но и скважинами, используемыми для разработки залежей, поэтому при описании систем разведки учитываются скважины любых категорий.

Система разведки применительно к отдельной залежи есть порядок охвата площади скважинами. По этому принципу можно выделить две системы: сгущающуюся и ползущую.

Сгущающаяся система охватывает в начале разведки всю предполагаемую площадь залежи редкими скважинами и в последующем уплотняется. Она чаще всего применяется для разведки залежей, связанных со сводами (пластовых, массивных). Расстояния между скважинами определяются в зависимости от предполагаемых размеров залежей (см. § 2 данной главы), которые, в свою очередь, зависят от структурно-геологических условий, в частности от высоты и крутизны крыльев. Сгущающаяся система обеспечивает ускоренный процесс разведки залежи в целом, но в то же время характеризуется большим риском получения непродуктивных скважин, особенно на начальной стадии изучения месторождения.

Ползущая система разведки характеризуется постепенным охватом площади залежи скважинами, с расстояниями не требующими последующего уплотнения. Она традиционно применяется для разведки таких типов залежей, форма и размеры которых мало связаны со структурными условиями. Это залежи в выклинивающихся пластах, стратиграфически экранированные и литологически ограниченные. В последнее время она применяется и при разведке структурных залежей добывающими скважинами, бурящимися по принципу от известного к неизвестному.

Применение ползущей системы позволяет свести к минимуму число контурных и непродуктивных скважин, но существенно удлиняет сроки разведки, так как при этом каждую последующую скважину закладывают в зависимости от результатов бурения предыдущей. При такой системе представление о всей залежи в целом может быть получено только после завершения разведки.

Следует различать ползущие системы разведки, складывающиеся под влиянием сложных геологических условий залегания скоплений нефти и газа и применяющиеся иногда при разведке относительно простых типов залежей, но в сложных физико-географических условиях, например на море в районе шельфа. Разные причины применения ползущей системы обуславливают иногда и различный выбор системы размещения скважин.

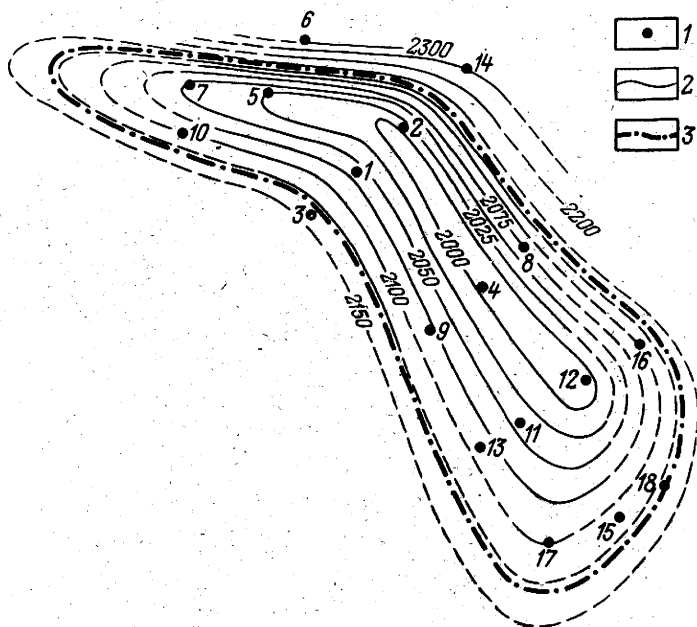
Сгущающаяся система разведки более предпочтительна, так как она позволяет последовательно, поэтапно оценивать достоверность определения параметров для всей залежи, что дает возможность находить момент окончания разведки, соответствующий оптимальным требованиям, а также корректировать процесс ее проведения. Применение ползущей системы разведки снижает возможность текущего контроля и корректирования разведки.

Любая система разведки реализуется с помощью определенных систем размещения скважин. Это понятие определяется геометрическими характеристиками сети скважин, важнейшими из которых являются ориентировка разведочных линий (вертикальных сечений месторождения), а также форма и размеры элементарных площадок (блоков) между ними.

Характеризуя системы размещения скважин, необходимо прежде всего остановиться на геометрии и регулярности их расстановки на площади залежи. Основные разновидности систем размещения скважины при разведке — профильная и сеточная. Выбор той или иной системы в каждом конкретном случае и ее оптимизация определяются характером строения залежей, изменчивостью их свойств и складывающимся ходом разведочного процесса.

Оптимизация разведочной сети осуществляется на основе имеющихся данных или складывающихся к моменту разведки представлений о наблюдаемой изменчивости свойств, параметров и запасов объектов разведки. В качестве ведущих параметров для этой цели в общем случае принимают наиболее существенные и в то же время изменчивые характеристики залежей. Так, если на поисковом этапе размеры залежи не установлены хотя бы приближенно, то наиболее существенное значение для оптимального размещения разведочных скважин имеет возможная изменчивость площади и на снижение неопределенности в оценке этого параметра должны быть направлены первоочередные усилия. Отсюда возникает предпочтение сгущающейся

В том случае, когда размеры залежи приблизительно установлены, в качестве критерия для оптимизации разведочной сети можно использовать удельные запасы, а при затруднении в их оценке (например, из-за недостатка данных о емкости коллекторов и нефтенасыщенности по разрезам скважин) — эффективную и нефтенасыщенную мощность, которые являются важнейшими характеристиками для оценки не только запасов, но и степени неоднородности продуктивного пласта, необходимой для проектирования разработки.



При сгущающейся системе разведки сначала с учетом положения поисковых скважин закладывают редкие профили с максимально допустимыми расстояниями между скважинами в профилях. В случае необходимости сгущение сети осуществляют как бурением скважин на имеющихся профилях, так и заложением новых профилей.

При ползущей системе профили с плотностью, требующейся по условиям разведки данной залежи, закладываются последовательно по мере изучения месторождения по принципу от известного к неизвестному.

Размещать скважины по сеткам целесообразно при разведке залежей изометричной формы со случайным или еще не выявленным характером изменчивости свойств. В этих условиях сеточные системы, будучи эффективными для оконтуривания залежей и уточнения структурного плана, дают наилучшие возможности для выявления закономерностей изменчивости свойств продуктивных пластов.

Сеточные системы размещения скважин иногда складываются из исходной профильной, когда в ходе разведки выясняется одинаковый характер изменчивости признаков в разных направлениях. На рис. 120 видно, как первоначальная сгущающаяся профильная система разведки изометричной залежи приводит к образованию в одних случаях треугольной (рис. 120, а),

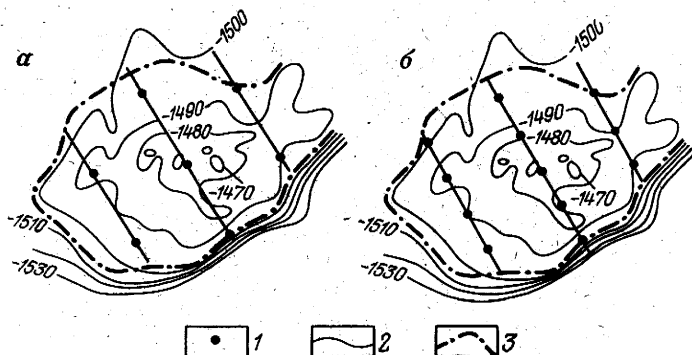


Рис. 120. Примеры размещения скважин по сеткам.
Условные обозначения см. на рис. 119

в других — прямоугольной (рис. 120, б) сеток скважин. Частным случаем прямоугольной сетки является квадратная.

Размещение скважин по сетке, в частности по треугольной, наиболее целесообразно при ползущей системе разведки залежей неструктурного типа с существенно меняющейся конфигурацией.

На практике для разведки залежей на пологих структурах округлой формы иногда применяется кольцевая система с последовательным размещением новых колец скважин по падению пластов. Принцип размещения скважин по этой системе может быть использован для изучения полосы нефтяной залежи, в которой проектируется заложение кольцевых рядов скважин, а в сочетании с элементами треугольной системы — при изучении узких нефтяных оторочек.

Системы размещения скважин при разведке могут быть такими же, как при поисковом бурении (унаследованными), но могут и отличаться от них в зависимости от геологических условий, и качества подготовки площадей под поисковое бурение. Совпадение систем наблюдается, например, при изучении пластовых залежей, приуроченных к сильно вытянутым структурам. В этих случаях и поисковые и разведочные скважины располагаются по профилям, взаимно дополняющим разведанность залежи с учетом ее морфологии.

В случае поисков залежей в сложных геологических условиях скважины часто размещают исходя из априорных представлений, определяющихся генетическим типом залежей. Такая картина наблюдается при изучении литологически ограниченных, рукавообразных залежей или залежей, приуроченных к рифовым массивам. Поисковые скважины для их обнаружения чаще всего располагают профилями вкост зон простираания коллекторов, тогда как

разведочные — в основном по сеткам: треугольным (разведка «клином»), квадратным или другой формы.

На рис. 121 показано размещение скважин при разведке рукавообразной залежи.

Любые системы размещения скважин характеризуются различной регулярностью, т. е. равномерностью расстояний между скважинами на разных участках залежей. Практически равномерные системы применяют при разведке залежей, для которых не отмечается закономерностей изменения мощности и других свойств коллектора. Это могут быть пластовые залежи различного ограничения, а также залежи в рифах с резкими переходами по периферии к фациям, не содержащим коллекторов. В этих условиях системы размещения скважин (профильные или сеточные в зависимости от формы залежи) характеризуются одинаковыми расстояниями между скважинами.

Рис. 121. Размещение скважин при разведке рукавообразной залежи

Последовательность бурения соответствует порядку номеров скважин (числитель), в знаменателе — мощность песков, вскрытая скважинами

залежи с обширными водонефтяными зонами на участках этих зон скважины размещают по более редкой сетке, чем на участках полного нефтенасыщения. При этом исходят из того, что в краевых частях залежи содержится незначительная доля запасов по сравнению с центральными. Эти рассуждения справедливы при надежном картировании структуры по сейсмическим данным или структурному бурению. В противном случае, когда структурный план может существенно измениться, бурение редкой сети (или профилей) скважин в периферийных частях залежи не обеспечит надежного проведения как внешнего, так и внутреннего контура, что приведет к большим погрешностям определения площади и объема залежи.

Другим примером неравномерного размещения скважин может быть рекомендуемая ВНИГНИ методика разведки массивных залежей нефти и газа. Сущность ее отражена на рис. 122 и состоит в таком размещении скважин, когда каждая из них освещает примерно одинаковый объем залежи. При этом скважины могут располагаться как по профилям, так и по сетке. Данная методика обеспечивает заложение основного числа скважин в присводовой части залежи, где может быть сконцентрировано 70—80 % запасов, однако ей свойственны те же ограничения, что и в предыдущем случае: необходима уверенность в надежном картировании структуры.

Существенно повышается неравномерность сети при организации первоочередных участков опытно-промышленной эксплуатации. В этих случаях возникает задача организации тщательной обработки данных бурения добывающих и нагнетательных скважин на таких участках и экстраполяции выявленных закономерностей строения залежи на слабо разведанные участки с целью экономии объема разведочного бурения.



Рис. 122. Размещение скважин при разведке массивных залежей

I—V — блоки залежи с равными объемами

Таким образом, система размещения скважин будет рациональной, если для залежи данного типа обеспечит наиболее быстрое получение всей необходимой информации для подсчета запасов и проектирования разработки с требуемой надежностью при минимальных затратах. Одним из наиболее важных средств повышения эффективности подготовки залежей к разработке является комплексирование поисково-разведочного бурения с разведочной геофизикой. Своевременно проведенные детальные сейсмические исследования, например методом ОГТ, позволяют уточнить структурный план, увязать данные разведочной геофизики с результатами бурения поисковых или первых разведочных скважин и выбрать наиболее оптимальные точки заложения для последующих разведочных и опережающих добывающих скважин. Перспективно также комплексирование бурения и разведочной геофизики с гидроразведкой отдельных участков залежей, доставляющей ценную информацию о фильтрационных свойствах пластов, положениях водонефтяных контактов и т. п.

Многопластовые месторождения по сравнению с однопластовыми характеризуются, как правило, более высокой концентрацией запасов на тех же площадях. Месторождения, на которых все залежи имели бы одинаковое промышленное значение, встречаются скорее как исключение. Для большинства же многопластовых месторождений характерно сочетание более крупных и продуктивных залежей с залежами менее крупными и менее продуктивными. Очевидно, что такие особенности многопластовых месторождений необходимо учитывать при выборе системы разведки и, в частности, этажей разведки, т. е. группы залежей, разведываемых одной сеткой скважин.

Системы размещения скважин при разведке многопластовых месторождений складываются в зависимости от типов основных залежей и их сочетания в разрезе и плане. Иногда на разные этажи разведки проектируются различные системы размещения скважин. В этих случаях общая схема размещения скважин на поверхности месторождения будет довольно сложной.

Для методики разведки многопластовых месторождений важно учитывать особенности сочетания в разрезе отдельных залежей с разделяющими их толщами. С этой точки зрения целесообразно подразделить месторождения на три группы.

Для месторождений первой группы характерно сближенное по разрезу расположение небольшого числа залежей, приуроченных чаще всего к одному литолого-стратиграфическому комплексу отложений.

На месторождениях второй группы отдельные залежи или небольшие группы близких по глубине залегания пластов отделены от других групп залежей значительными по мощности промежуточными толщами. Эти группы пластов чаще всего приурочены к разным по возрасту и составу продуктивным отложениям.

Месторождения третьей группы характеризуются большим (несколько сот метров) диапазоном нефтегазоносности, в них сосредоточено до нескольких десятков отдельных залежей в продуктивных пластах, чередующихся с глинистыми разделами сравнительно небольшой мощности.

В зависимости от принадлежности к той или другой группе месторождений методики их разведки различны. Разведка месторождений первой группы, когда залежи сближены в разрезе, производится одной сеткой скважин и не отличается от разведки однопластового месторождения. Осложняющее условие — необходимость раздельного опробования всех залежей.

При разведке многопластовых месторождений второй группы, когда продуктивные части разреза разделены относительно мощными промежуточными толщами пород, число этажей легко определяется по числу продуктивных пачек.

Выделенные этажи могут разведываться как одновременно, так и последовательно с разной очередностью. Очередность заложения сеток на этажи разведки определяется технико-экономическими соображениями в зависимости от продуктивности той или другой пачки.

Если залежи в разных этажах по данным поискового бурения характеризуются близкими запасами и дебитами, то разведку месторождения целесо-

образно проводить снизу вверх. При таком положении разведка будет осуществляться с наименьшими объемами разведочного бурения, так как скважины, предназначенные для разведки нижнего этажа, дадут информацию о геологическом строении, коллекторских свойствах и других характеристиках залежей верхних этажей. Кроме того, облегчается возможность перевода для испытания верхних этажей скважин, попавших в неблагоприятные условия на залежах нижнего этажа.

При неравнозначной промышленной ценности залежей разных этажей разведку следует начинать с этажа, содержащего наиболее ценные в промышленном отношении залежи.

На месторождениях третьей группы, характеризующихся мощными продуктивными разрезами (десятки залежей), при проектировании разведки необходимо определять как число разведочных этажей, так и порядок их разбуривания. Выделение этажей разведки в этом случае — сложная задача, решение которой необходимо связывать с последующим выделением эксплуатационных объектов.

В некоторых случаях необходимо анализировать несколько вариантов разбуривания этажей, о чем говорилось выше.

Этажи разведки выбираются с учетом не только диапазона нефтегазонасности и мощности разделяющих толщ, но и многих факторов, определяемых особенностями геологического строения, типами залежей, типами коллекторов и т. п. В регионах, где все эти факторы могут быть учтены, в известный период складываются устойчивые системы поэтажной разведки. Так, в Тимано-Печорской провинции были четко выделены два, а на некоторых месторождениях три этажа разведки: нижний включал породы силура, нижнего, среднего и части верхнего девона (поддоманиковский комплекс); средний — верхнефранские, фаменские и нижнекамменноугольные отложения и верхний — среднекамменноугольные и нижнепермские отложения.

На значительных структурах при разведке сначала применялась редкая сетка скважин для общей оценки размеров месторождения и выделения наиболее продуктивных горизонтов. Залежи нижнего этажа разведывались специальной сеткой скважин, а верхнего — иногда разбуривались сеткой наклонных скважин с оснований скважин нижнего этажа. Таким образом, из затрат на разведку верхнего этажа удавалось исключить затраты на монтаж и демонтаж оборудования. В том случае, когда из-за несовпадения залежей в плане разведка верхнего этажа наклонными скважинами была невозможна, на этот этаж бурили специальную сетку скважин.

Таким образом, в данной провинции при выборе этажей разведки учитывались как геологические, так и технико-экономические факторы.

При выборе вариантов очередности разведки этажей надо учитывать задачи по подготовке запасов в рассматриваемом районе. Конкретно это означает, что если перед разведочными организациями ставится цель скорейшего ввода высокопродуктивных объектов месторождения в разработку, то должен быть выбран наиболее быстрый вариант подготовки запасов, хотя он может быть и не самым экономичным по денежным затратам. Иное дело, когда месторождение не предполагается немедленно ввести в разработку. В этом случае следует остановиться на самом экономичном варианте разбуривания этажей разведки.

Выбор системы разведки многопластового нефтегазового месторождения, в котором нефтяные и газовые пласты залегают отдельными пачками, в существенной мере определяется потребностями народного хозяйства в нефти и газе в данный момент.

В этажах разведки выделяются так называемые базисные горизонты. Базисными горизонтами в каждом этаже разведки являются наиболее богатые горизонты, которые рассматриваются как возможные основные горизонты разработки — объекты разработки. Базисный горизонт может находиться в любой части этажа разведки. Однако положение его в верхней части этажа разведки дает возможность испытывать значительное число нижележащих горизонтов и оставлять скважины в хорошем техническом состоянии в наиболее богатом верхнем горизонте.

§ 4. Общие положения рациональной методики подготовки месторождений нефти и газа к разработке

Методика подготовки месторождений нефти и газа к разработке характеризуется комплексом методов и видов работ, объединенных определенной последовательностью и направленных на получение качественной информации, в объеме необходимом и достаточном для подсчета запасов, составления технологических схем и проектов. Она включает порядок проектирования всех видов работ, обоснование рациональной методики их проведения, объемов разведочных и других видов исследовательских работ, темпов их проведения, а также геолого-экономическую оценку результатов каждого этапа изучения месторождения на основе обработки и анализа полученной информации. Вся совокупность указанных работ при хорошей организации должна складываться в систему информационного обеспечения процессов изучения и эксплуатации месторождения.

Центральное место в системе подготовки месторождения к разработке занимает разведка, поскольку именно по ее результатам определяются основные положения будущей системы разработки.

Методика разведки может различаться в зависимости от типов залежей и месторождений и технико-экономических условий ее проведения и тем не менее основные положения, определяющие рациональность разведки, должны соблюдаться во всех случаях.

Эти положения сводятся к тому, что процесс разведки для того, чтобы быть рациональным, должен быть проектируемым, управляемым и эффективным.

Проектирование разведки на практике осуществляется либо в составе комплексного проекта геологоразведочных работ, либо в отдельном проекте. Совместное проектирование поискового и разведочного бурения в одном документе допустимо для структур (групп структур) с небольшими ожидаемыми залежами и в условиях, когда поисковые скважины могут дать такую геолого-экономическую оценку месторождения, после которой бурение разведочных скважин может оказаться нецелесообразным и дальнейшее изучение залежей будет производиться в процессе бурения добывающих скважин. Во всех остальных случаях для проведения разведки месторождения требуется составление самостоятельного проектного документа.

Проект должен отражать все условия проведения разведочных работ: систему разведки месторождения в целом, необходимое число скважин и системы их размещения на разных этапах разведки или на разных залежах, конструкцию скважин и последовательность бурения, рациональный комплекс геолого-геофизических исследований, отбор и процент выноса керна (в том числе с применением малофильтрующих растворов), объем опробований пластов в процессе бурения и в колонне, комплекс гидродинамических исследований, необходимое число буровых установок, обустройство для бурения, сроки и примерную стоимость работ, а также мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Проекты разведки служат обоснованием для выделения значительных средств и поэтому должны обладать определенной надежностью основных показателей. Иногда на практике возникает противоречие между потребностью скорейшего составления проекта с целью развертывания разведочных работ и ограниченностью исходных данных, снижающей его надежность. Выход из этого противоречия заключается в тщательном соблюдении требований к поисковому этапу, качественное проведение которого служит гарантией надежности проектов разведки.

Проектирование разведки производится на основе представлений о типе месторождения. Обычно поисковые работы обеспечивают создание модели месторождения, которая предопределяет один, наиболее вероятный вариант разведки. Однако в сложных геологических условиях (расплывчатая форма структуры, undulация оси складки, тектонические нарушения, литологические ограничения залежей и т. п.) возможно проектирование разведки при нали-

ции нескольких моделей строения месторождения. В таких случаях проектируется очередность работ, которая обеспечила бы скорейшую проверку возможных вариантов (моделей) строения, выбор наиболее вероятного из них с последующим его осуществлением.

Следует иметь в виду, что любые модели месторождения и продуктивных пластов, построенные на стадии проектирования разведки, будут иметь сглаженный упрощенный вид. В процессе последующего изучения в большинстве случаев первоначальные представления о залежи усложняются. Поэтому, при проектировании разведки надо всегда исходить из того, что залежь будет иметь более сложное строение, чем модель, созданная по ограниченному исходным данным. Значительную пользу в таких случаях можно извлечь из анализа степени сложности строения других уже изученных залежей в аналогичных горизонтах.

Важнейшими элементами проектирования являются выбор системы разведки и обоснование оптимального числа скважин, необходимых для наиболее быстрой и эффективной подготовки месторождения к разработке.

В зависимости от предполагаемых размеров месторождений, сложности их строения, а главное, от наличия и качества необходимой информации к моменту проектирования разведки эти задачи могут решаться применением методов разной степени строгости: от использования простой аналогии в геологическом строении и методиках разведки до расчетного определения оптимального числа скважин, расстояний между ними, темпов бурения и т. п.

Однако в любом случае последовательность проектирования единая:

- а) обосновывается число этажей разведки;
- б) в каждом этаже выбирается основная (базисная) залежь (горизонт разведки);
- в) определяются необходимое число скважин и система их размещения для разведки базисной залежи;
- г) находится общее число скважин для разведки этажа в целом;
- д) решается вопрос о последовательности разбуривания этажей разведки.

При обосновании числа этажей разведки можно руководствоваться соображениями, приведенными в § 3 этой главы, учитывающими опыт разведки многопластовых месторождений в различных районах страны.

Базисная залежь в этаже разведки выбирается на основе сравнительной геолого-промышленной оценки всех открытых к моменту проектирования залежей с учетом опыта освоения и разработки других месторождений данного района.

При определении проектного числа скважин и объемов исследований в них для разведки базисной залежи в первом приближении могут быть использованы результаты обобщения опыта оптимизации разведки залежей в типовых физико-географических условиях, отраженные на рис. 116 и в табл. 32, т. е. требования по изученности параметров залежи к моменту составления технологической схемы разработки. По совокупности некоторых морфологических характеристик залежи и ожидаемой величине балансовых запасов по этим требованиям можно приблизительно определить основные показатели в виде числа скважин (в том числе со сплошным отбором керна) и расстояний между ними.

Для более надежного определения проектных показателей системы разведки можно использовать зависимости между оптимальным числом скважин и площадью залежи, которую легче оценить при проектировании разведки, чем балансовые запасы. На рис. 123 показаны такие зависимости, построенные отдельно для двух групп пластовых сводовых залежей с разными площадями нефтеносности и с эффективной нефтенасыщенной мощностью в первой группе порядка 7—15 м и во второй группе до 7 м. Эти графики получены по тем же экспериментальным данным по оптимизации разведки, что и зависимости на рис. 115 и 116. С их помощью можно более дифференцированно подходить к определению проектного числа скважин, учитывая при этом не только площадь, но и нефтенасыщенную мощность разведываемой залежи.

Указанные выше приемы для определения необходимого числа скважин дают приближенные результаты, так как экспериментальные данные по оптимизации разведки, на основании которых получены рекомендуемые зависимости, имеют довольно значительный разброс.

С помощью зависимостей погрешностей извлекаемых запасов от средних расстояний между скважинами (см. рис. 118) можно существенно конкретизировать проектные значения показателей разведанности. Допустим, необходимо разведать залежь нефти относительно простого строения (I группа сложности, по классификации ГКЗ СССР) с ожидаемыми балансовыми запасами порядка 30 млн. т. При таких характеристиках возможные погрешности извлекаемых запасов при оптимальной разведанности по данным

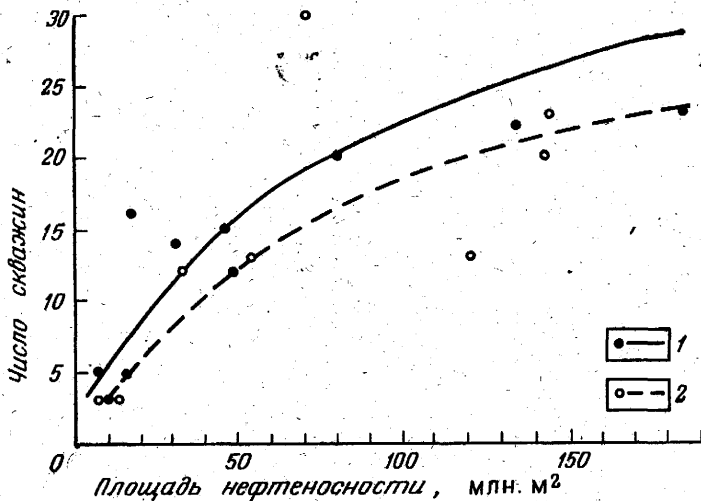


Рис. 123. Оптимальное число скважин для разведки пластовых залежей с разными площадями нефтеносности

Эффективная нефтенасыщенная мощность: 1 — от 7 до 12 м; 2 — от 3 до 7 м

рис. 115 могут находиться в пределах от 20 до 28 %, а в среднем около 24 %. Отсюда по графикам рис. 118, воспользовавшись интерполяцией между кривыми для залежей с балансовыми запасами 25 и 50 млн. т, получим, что средние расстояния между скважинами для разведываемой залежи должны быть порядка 1,5 км.

Однако и этот способ определения проектных показателей разведанности имеет ограничения. В частности, при его применении возможен неоднозначный выбор величин предполагаемых погрешностей запасов, являющихся критерием для нахождения оптимальных расстояний между скважинами. Поэтому при проектировании разведки крупных залежей и месторождений следует использовать методику расчета прогнозного оптимума разведанности. Основой для расчетов при этом служит прогнозная кривая зависимости погрешностей извлекаемых запасов нефти от расстояний между скважинами. Эта кривая может быть получена с помощью графиков рис. 118 на основании сходства разведываемой залежи по величине балансовых запасов и морфологическим свойствам, охарактеризованным в § 2, с эталонными, служившими основой для построения этих графиков. Если запасы разведываемой залежи отличаются от указанных на рис. 118, то прогнозная кривая для нее находится интерполяцией между ближайшими эталонными кривыми. Построение прогнозной кривой облегчается в том случае, когда по данным

поискового бурения появляется возможность оценить погрешность извлекаемых запасов. Тогда значение полученной погрешности наносят на график рис. 118 и через эту точку, следуя поведению соседних эталонных кривых, строят искомую прогнозную кривую.

По величинам погрешностей извлекаемых запасов, в разные моменты изучения залежи получаемым с этой кривой, рассчитывают кривую прогнозного риска убытков в разработке и прогнозных затрат на разведку. Сложением этих двух кривых получают прогнозный оптимум изученности, которому соответствует оптимальное число скважин. Схема построения прогнозного оптимума разведки показана на рис. 124 штриховыми линиями.

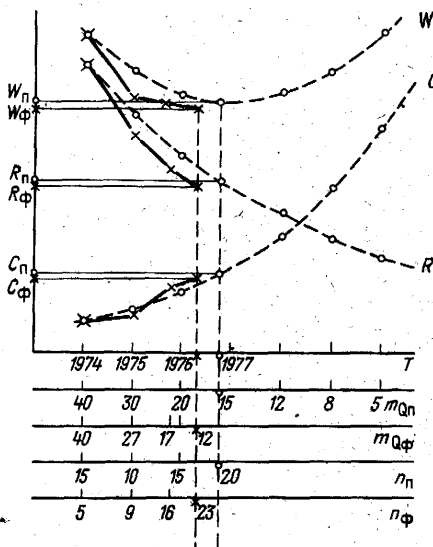


Рис. 124. Схема проектирования, контроля и корректирования процесса разведки
 T — этапы анализа; m_{Qn} и $m_{Q\Phi}$ — проектные и фактические погрешности запасов в разные моменты оценок (1, 2, 3, 4); n и n_{Φ} — соответствующие этим моментам проектные и фактические числа скважин; кривые: C — затрат на разведку; R — риска убытков в разработке; W — их суммы

ми словами, соотношения числа независимых и зависимых скважин. Вполне понятно, что это соотношение может быть установлено весьма приблизительно, а степень приближения зависит от надежности модели месторождения, положенной в основу проекта разведки.

В последнее время задачи зависимых скважин часто решаются опережающими скважинами разработки.

Нагрузки по объемам исследовательских работ в скважинах определяются исходя из категорий скважин, изменчивости изучаемых свойств, разрешающей способности геологических, геофизических и гидродинамических методов, качества предшествующих исследований и других факторов. При их определении должен быть использован опыт изучения и геометроизации различных свойств залежей в данном районе, а также рекомендации, вытекающие из требований к достоверности определения параметров, приведенных в § 2 настоящей главы.

Число скважин, необходимое для подготовки к разработке запасов нескольких залежей, составляющих один этаж разведки, как правило, больше,

Преимущества этого способа заключаются в том, что требования к изученности залежи в этом случае рассчитываются заранее, как и другие характеристики системы разведки. Однако для его реализации необходим определенный минимум исходных данных, характеризующих залежь, ее запасы и возможную систему разработки. При недостатке таких данных все расчеты могут оказаться слишком приближенными, поэтому результаты этих расчетов следует обязательно сопоставлять с данными, получаемыми более простыми способами, изложенными выше.

Одновременно с обоснованием количественных требований к степени изученности залежи и определением объемов разведочных работ должен решаться и вопрос рациональной очередности выполнения отдельных задач разведки: уточнения структуры и оконтуривания залежей, изучения изменчивости и неоднородности строения продуктивных пластов и т. д.

В этой же связи должен рассматриваться вопрос определения последовательности бурения или, ины-

чем при разведке базисной залежи. Причиной тому служит несовпадение площадей разных залежей и необходимость их раздельного оконтуривания, наличие газовых шапок в одних залежах и отсутствие в других, ограниченные возможности опробования пластов в скважинах из-за того, что некоторые из них должны вводиться в опытную эксплуатацию с какой-либо залежи и т. п. Поэтому число скважин, необходимых для разведки целого этажа, возрастает по сравнению с их оптимальным числом для разведки базисной залежи. Степень увеличения числа скважин установлена на основе обобщения опыта разведки месторождений платформенного типа с разным числом залежей [Поповин В. В., 1973].

По этим данным построены кривые зависимости (рис. 125) степени увеличения числа скважин для разведки целого этажа при разных числе залежей и площади нефтеносности, которая определяется площадью базисной залежи.

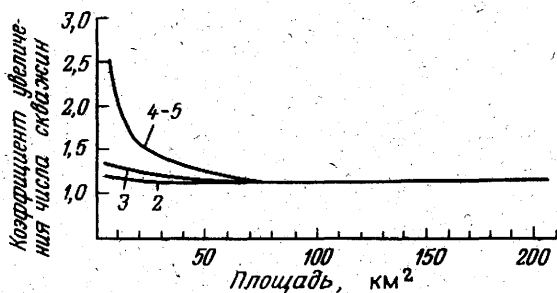


Рис. 125. Степень увеличения числа скважин в зависимости от числа залежей и площади месторождения.

Шифр кривых — число залежей в этаже разведки

Анализ этой зависимости показывает, что чем меньше площадь месторождения, тем больше разница в числе скважин, необходимых для разведки базисной залежи и всего этажа разведки. Так, при площади месторождения 5 км² для разведки трех залежей надо в 1,3 раза больше скважин, а для разведки четырех или пяти залежей — в 2,5 раза больше, чем для базисной залежи.

Однако это соотношение довольно быстро меняется и при площади месторождения 70—75 км² разница в числе залежей практически не играет роли: начиная с двух залежей, коэффициент увеличения числа скважин сохраняется постоянным на уровне 1,13—1,15. Это обстоятельство объясняется объективно существующей закономерностью роста эффективности разведки с увеличением размеров месторождений. Действительно, на крупных месторождениях возрастает «полезность» каждой скважины для разведки базисной залежи. При значительном числе скважин, необходимых для разведки базисной залежи, их бывает достаточно и для изучения второстепенных залежей.

Таким образом, по графикам рис. 125 можно определить коэффициент увеличения числа скважин для подготовки к разработке запасов многозалежного месторождения при условии разведки его одной сеткой скважин. Умножая на этот коэффициент число скважин, необходимых для разведки базисной залежи, установленное любым изложенным выше способом, получим общее число скважин для разведки месторождения или одного из его этажей.

При подготовке к разработке месторождений, в разрезе которых выделяется несколько этажей, порядок их разбуривания, или система разведки, определяется чаще всего на основании имеющегося в данном районе опыта (см. § 3 данной главы) изучения таких месторождений. Однако иногда при

проектировании разведки целесообразны специальные технико-экономические расчеты для оценки эффективности того или иного варианта разведки. Значение таких технико-экономических расчетов наглядно иллюстрируется примером анализа, выполненного А. В. Черницким на модели месторождения с двумя этажами разведки (рис. 126).

Брахiantiклинальная складка широтного простирания имеет размеры $28 \times 4-6$ км, амплитуду 50 м. В разрезе, представленном в основном терригенными породами, поисковым бурением выявлены две группы пластов А и Б. В каждой группе по четыре продуктивных горизонта. Общие балансовые запасы месторождения около 400 млн. т, причем 60 % запасов содержится в залежах группы А. Базисными являются залежи в горизонтах А-1 и Б-2, поэтому проектирование разведки велось с расчетом на оптимальную изученность именно этих залежей. Исходя из геологических особенностей и географо-экономических условий района разведанность таких залежей можно считать оптимальной, если возможные относительные погрешности запасов будут ± 20 %. При этом будет обеспечено и требуемое соотношение запасов разных категорий: В — 20 % и С₁ — 80%. Определение проектных объемов разведочных работ для выполнения указанных требований произведено в соответствии с методикой, изложенной выше. Для этого использованы кривые изменения погрешностей определения запасов в зависимости от расстояний между скважинами, построенные по результатам анализа разведки аналогичных залежей соседнего, хорошо изученного месторождения. По этим кривым получается, что оптимальная разведанность базисных залежей разведываемого месторождения будет достигнута при средних расстояниях между скважинами примерно 2000 м для залежи А-1 и 3000 м для залежи Б-2. Исходя из значений площадей данных залежей и числа пробуренных скважин требуется еще пробурить 22 скважины в контуре залежи А-1 и 18 в контуре залежи Б-2. Некоторое число скважин следует пробурить для изучения небазисных залежей, что увеличит их общее число на каждом этаже разведки.

При выборе системы разведки месторождения рассмотрены четыре варианта разбуривания этажей. Основные характеристики вариантов по очередности бурения на разные этажи, общим объемам работ и экономическим показателям разведки приведены в табл. 36. Для расчета экономических по-

Т а б л и ц а 36

Основные характеристики вариантов разведки

Показатели	Варианты			
	I — одна сетка	II — две сетки одновременно	III — две сетки последовательно снизу вверх	IV — две сетки последовательно сверху вниз
Число скважин (всего):	31	33	33	40
на этаж Б	31	24	24	20
на этаж А	—	9	9	20
Число опробований	169	146	146	148
Число скважин, оставляемых для опытной эксплуатации	21	23	23	28
Продолжительность разведки месторождения в целом, годы:	3,9	3,9	4,2	4,75
этажа Б	3,9	3,9	3,1	1,80
этажа А	3,9	3,9	1,1	2,95
Капитальные вложения в разведку (включая стоимость поисковых скважин), млн. руб.	15,75	14,75	14,75	16,00
Стоимость подготовки 1 т балансовых запасов, коп./т	3,9	3,7	3,7	4,0

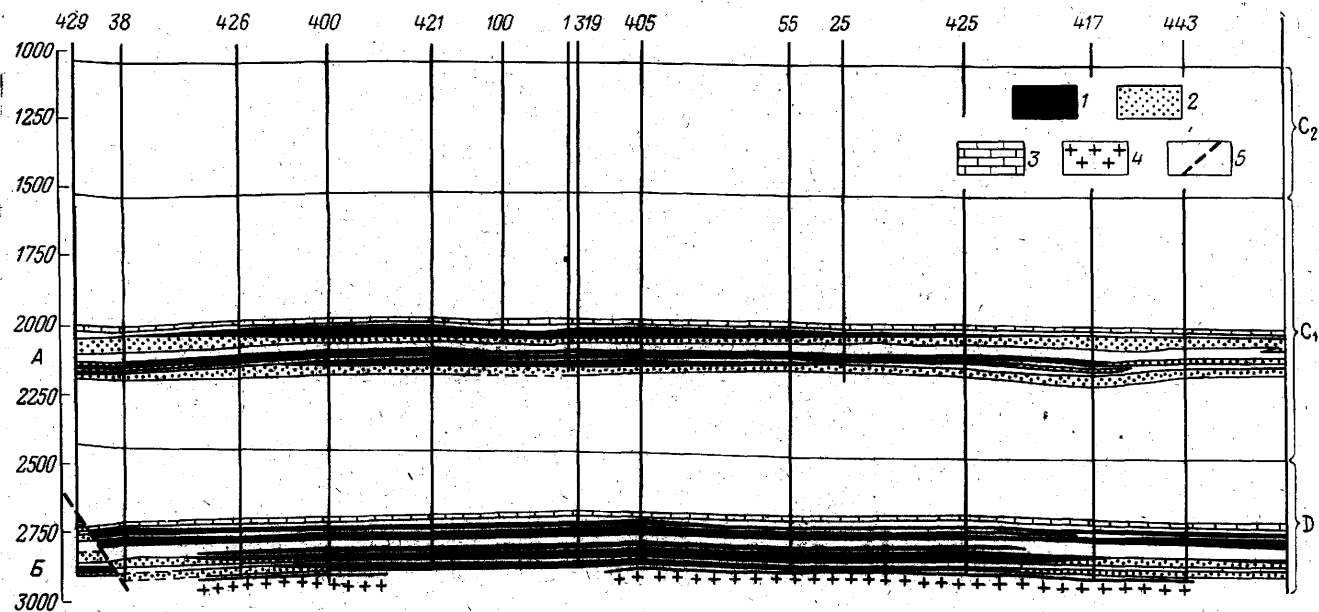


Рис. 126. Модель многопластового месторождения с двумя этапами разведки А и Б
 1 — нефть; 2 — вода; 3 — известняки; 4 — породы фундамента; 5 — тектоническое нарушение

казателей вариантов используются различные нормативы по видам работ в данном районе. При этом должен строго соблюдаться принцип сопоставимости вариантов по конечному результату (требуемой достоверности запасов и других параметров) и по условиям проведения разведочных работ: одинаковое число буровых станков, опробовательских бригад и т. п.

Анализ данных табл. 36 показывает, что по соотношению двух показателей — стоимости подготовки 1 т запасов и общей продолжительности разведочных работ — лучшим является II вариант, предусматривающий одновременную разведку выделенных этажей двумя самостоятельными сетками скважин.

Поскольку проектирование базируется на упрощенных моделях строения месторождений и при этом часто пользуются аналогией, то никогда нет уверенности, что разведка будет осуществлена в полном соответствии с проектом. Поэтому важнейшими положениями ее рационального проведения являются контроль и корректирование, а в более широком смысле — управление процессом изучения месторождения. Этому вопросу в настоящее время придается очень большое, в некоторых случаях — решающее значение при обеспечении сокращения сроков, повышении качества и эффективности разведки.

Контроль за качеством разведочных работ должен осуществляться по всем элементам от отдельных скважин до обработки материалов по месторождению в целом. Выполнение требований по запланированному отбору керна и промыслово-геофизическим исследованиям, количеству и качеству опробований в процессе бурения и испытаний в колоннах, отбору глубинных проб нефти и газа и других видов работ создает надежную основу для повышения достоверности определения параметров. Комплексная обработка и интерпретация этих материалов, полученных в поисковых и первых разведочных скважинах, дают возможность выявить основные корреляционные зависимости между параметрами залежей и их геофизическими свойствами, чтобы затем использовать эти зависимости для дальнейшего изучения закономерностей изменений параметров по разрезу и площади месторождения. Решение этой задачи значительно облегчится при условии создания унифицированных программ или автоматизированных систем сбора, накопления и обработки первичных исходных данных по скважинам, залежам, месторождениям и т. п.

Не менее важен контроль за изменением степени разведанности залежи, так как именно эта наиболее общая характеристика процесса позволяет управлять им с целью повышения эффективности поисково-разведочных работ путем корректирования задач разведки и соответствующих средств для их решения.

Сущность управления разведкой в общем случае состоит в периодической оценке достигнутых результатов, сравнении их с требуемыми и в корректировании плана дальнейших работ. Число таких оценок может быть разным в зависимости от степени соответствия реального хода разведки ожидаемому по аналогии или прогнозируемому расчетным путем. Корректирование разведки может выражаться в изменении очередности бурения и местоположения скважин, предусмотренных проектом, их числа, а также в изменении нагрузок по исследованиям скважин.

Выводы о степени разведанности залежи (месторождения) могут быть получены разными способами. Один из них заключается в сравнении поэтапно осуществляемых оценок достоверности определения параметров и степени разведанности залежей с требованиями, обоснованными для данной залежи при проектировании разведки.

Другой, более строгий способ определения достигнутой степени изученности основан на оптимизации разведки в процессе ее проведения. Для реализации этого способа наряду с периодической оценкой точности запасов должны приближенно определяться технико-экономические показатели будущей системы разработки и затраты на разведку. Помимо оценок затрат на разведку (C), риска убытков (R) и их суммы (W), полученных по результатам поисковых работ, рассчитываются такие же оценки на последующих

стадиях разведки, строятся соответствующие кривые и по выполаживанию кривой W делается вывод о состоянии изученности залежи (см. рис. 124, сплошные линии). Если график, отражающий фактический ход разведки, совместить с графиком прогнозного хода разведки, который строится при проектировании или при первой оценке результатов разведки, то путем сравнения фактической и прогнозной кривых можно судить о степени выполнения проекта и об его качестве. Как видно из рис. 124, такой графоаналитический прием позволяет оценить состояние изученности в любой момент разведки и проконтролировать момент ее окончания по степени близости проектного и фактического значений суммы затрат и риска убытков (значения W_{π} и W_{ϕ}). Из этого же рисунка видно, например, как можно ускорить процесс разведки за счет темпов бурения. К 1976 г. было пробурено 20 скважин вместо 15. Общая стоимость разведки стала выше проектной, но снижение риска убытков компенсировало эти затраты и обеспечивало достижение оптимальной разведанности к середине 1976 г. Такого эффекта можно добиться, например, за счет применения для разведки более дешевых скважин из фонда добывающих.

Эффективность процесса разведки складывается из разных моментов и определяется различными показателями, многие из которых в натуральной или денежной форме отражают цену информации о разведанных запасах. Именно эти показатели накладывают ограничения на требования, которые могут быть предъявлены к качеству разведки, поэтому всякие мероприятия, снижающие стоимость разведки, исходя из условия оптимальности (XIV.5) отражаются на достоверности запасов и надежности проектных показателей технологических схем. Одними из наиболее эффективных мероприятий в настоящее время являются совмещение разведки с разработкой и решение ряда задач изучения залежей путем бурения добывающих скважин.

Опытную эксплуатацию разведочных скважин как элемент разработки давно используют в разведке, обеспечивая наиболее надежные данные о продуктивности залежей и фильтрационных характеристиках коллекторов.

В последнее время на практике получили распространение принципы совмещения разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, реализуемые разными способами в зависимости от многих геолого-технико-экономических факторов.

Широкое использование добывающих скважин для частичного или полного решения задач разведки нефтяных месторождений возможно при наличии представлений о типах предполагаемых месторождений, их размерах и сложности строения и условий для обустройства площади, обеспечивающих сбор, хранение и транспортировку нефти.

Особенно важно при этом соблюдение требований, предъявляемых к поисковому этапу изучения месторождений. Именно от качества решения задач этого этапа зависит эффективность применения добывающих скважин при разведке. Если это качество обеспечено комплексом предшествующих работ, то тогда, например, на небольших залежах в районах с развитой нефтяной промышленностью после завершения поискового этапа можно сразу приступить к бурению добывающих скважин по принципу от известного к неизвестному, что целесообразно как для изучения залежей, так и для организации эксплуатации скважин. Особенно важно соблюдать этот принцип при разбуривании залежей, приуроченных к сильноизменчивым прерывистым коллекторам.

Параметры сетки добывающих скважин должны устанавливаться исходя из опыта разработки аналогичных залежей, а система воздействия — формироваться постепенно в зависимости от особенностей геологического строения, выявляемого по мере разбуривания месторождения.

На залежи с выдержанными коллекторами эффективно бурить сразу несколько («кусты») скважин, что облегчает их обустройство и организацию добычи нефти. Первые «кусты» обычно располагают около поисковых скважин, давших промышленные притоки нефти.

С целью достоверного определения параметров залежей в дополнение к данным поискового бурения в некоторых добывающих скважинах необхо-

димо проводить отбор керна и расширенный комплекс промыслово-геофизических исследований. Оптимальное число таких скважин и объем исследований в них должны быть определены заранее, до начала разбуривания залежи, по методике изложенной выше, а в процессе его — корректироваться с целью быстрой достижения степени изученности, требуемой для составления технологической схемы разработки.

При разведке средних и крупных месторождений необходимо сочетание бурения разведочных и опережающих добывающих скважин, в соотношениях определяемых оптимальными требованиями к степени разведанности и геолого-экономическими условиями проведения работ.

В практике подготовки нефтяных месторождений к разработке существуют две разновидности опережающего бурения добывающих скважин: разбуривание всей площади залежи по редкой сетке и бурение на первоочередном (опытно-промышленном) участке по сетке, обосновываемой схемой разработки этого участка.

Первый метод применяется при разведке залежей с простыми структурными формами, выдержанными продуктивными пластами и в таких физико-географических условиях, которые позволяют без проведения значительных по затратам подготовительных работ охватить редкими скважинами всю площадь залежи.

Риск получения «пустых» добывающих скважин в этом случае минимален, если не возлагать на них задач по оконтуриванию залежей.

Опыт показывает, что в условиях разведки структурных залежей платформенного типа наибольшим изменениям подвергаются такие параметры, как площадь и средняя эффективная нефтенасыщенная мощность. Параметры, определяющие коллекторские свойства, изменяются меньше.

Погрешность определения площади залежи зависит в основном от двух характеристик: точности структурной карты и погрешности отбивки поверхности ВНК. Структурная поверхность может изучаться по данным как поисковых и разведочных, так и добывающих скважин.

Погрешность положения водонефтяного контакта на ранних стадиях изучения залежи в некоторых случаях может быть весьма значительной. Однако она быстро уменьшается по мере увеличения числа скважин, оконтуривающих залежь. Поэтому если после поискового этапа пробурить в первую очередь несколько разведочных скважин с целью оконтуривания залежи, то водонефтяной контакт и структурная поверхность в приконтурной зоне будут установлены достаточно быстро и достоверно. Первоочередное бурение оконтуривающих разведочных скважин поможет разместить добывающие скважины с наибольшей эффективностью для изучения залежи и для добычи нефти.

Для надежного определения коллекторских свойств в опережающих добывающих скважинах необходим отбор керна. Число таких скважин можно определить исходя из рекомендаций табл. 32 и изложенных выше приемов определения общего числа скважин, необходимых для получения информации к составлению технологической схемы разработки.

Параметры, характеризующие гидродинамические свойства и продуктивность залежи по данным исследований добывающих скважин, могут быть определены более достоверно, чем по данным разведочных скважин, время опробования которых, как правило, ограничено.

В некоторых случаях, обычно при сложном геологическом строении (сложной конфигурации структурной поверхности и контуров, тектонической нарушенности, невыдержанном коллекторе и т. п.), а также в сложных физико-географических условиях, на нефтеносной площади выбирается первоочередной участок, для которого составляется схема разработки с планом обустройства, проводятся необходимые подготовительные работы и бурятся скважины. Разведку всего месторождения в этом случае следует продолжать с учетом опыта изучения первоочередного участка. Если залежь приурочена к регионально выдержанным пластам, то можно достаточно обоснованно переносить на малознакомые части площади информацию о неоднородности и гидродинамических характеристиках пласта, полученную на

разбуренной части залежи, корректируя с учетом выявленных закономерностей геологического строения пласта.

Структурный план и положения контуров, а также коллекторские свойства по всей площади залежи должны уточняться при сочетании бурения разведочных и добывающих скважин разных категорий. Например, для оконтуривания малоизученных частей залежи можно бурить опережающие нагнетательные или пьезометрические скважины.

В целом, как показывает анализ изменения достоверности параметров в процессе разведки, примерно половина скважин, необходимых для оптимальной разведанности крупных залежей нефти структурного типа, может быть пробурена за счет фонда разработки.

Поскольку разведка только часть процесса подготовки месторождения к разработке, эффективность эксплуатации месторождения во многом зависит от качества работы всей системы информационного обеспечения этого процесса. На рис. 127 показана применительно к единичному объекту схема рациональной структуры системы информационного обеспечения проектирования разведки и разработки.

Центральное место в этой схеме занимает последовательность основных производственных операций, разделяемых моментами принятия решений. Положительное решение означает переход к следующему этапу, а отрицательное — прекращение (приостановку) геологоразведочных работ на данной площади или их продолжение до полного выполнения задач данного этапа.

После крупных капитальных вложений в реализацию технологической схемы разработки процесс освоения месторождения уже не останавливается. Поэтому при последующих решениях отрицательные исходы означают лишь отсрочку в проведении тех или иных мероприятий и продолжение действующего этапа разработки.

В полном объеме указанная последовательность работ наблюдается в основном на крупных месторождениях. При разведке и освоении средних и небольших месторождений некоторые этапы не осуществляются или сливаются с другими. Например, бурение разведочных скважин на этапе разведки частично или полностью заменяется бурением опережающих добывающих скважин.

Любые решения принимаются на основе обработанной и обобщенной информации, которая концентрируется в отчетных и проектных документах, сопровождающих производственные процессы. Основные из них показаны в верхней части схемы на рис. 127. Набор этих документов с их связями между собой и с этапами производственных работ вполне отвечает определению системы. Отличительная особенность данной структуры системы состоит в том, что она обеспечивает реализацию метода управления качеством подготовки месторождения к разработке на основе количественных требований или определения текущего значения критерия эффективности.

Это достигается, во-первых, сближением во времени реализации проекта разведки и плана (проекта) опытной эксплуатации (ПОЭ) с укрупненным определением технико-экономических показателей разработки, что дает возможность проектирования разведки в оптимальных объемах. При этом каждый из указанных документов, составляемых совместно, выполняет свои специальные функции, необходимые для нахождения проектного значения критерия W и соответствующих объемов работ. Во-вторых, предусматривается проведение промежуточных (корректирующих) анализов (элементы 14, 15) для последовательного контроля и управления процессом разведки согласно схеме на рис. 127. В-третьих, обеспечивается рациональное совмещение трех документов: технологической схемы, проектов кондиций и подсчета запасов — повышающее качество геолого-промышленной оценки залежей нефти.

Схема потоков информации и технологии ее обработки при решении этой задачи дана в нижней части рис. 127. Здесь условными знаками для разных групп параметров показаны источники информации; относительные ее объемы, получаемые от разных источников, и элементы, к которым она адресуется в блоке обработки (1). Кроме того, часть информации может поступать с уровня регионального обобщения опыта разведки и разработки (25).

Блок I в общем виде раскрывает содержание расчетов критерия эффективности W при каждом анализе, производимом в элементах 12, 13, 14 и 15. Сами эти расчеты не повышают качества информации, поступившей в блок I, но они позволяют определить объем дополнительных работ, которые должны

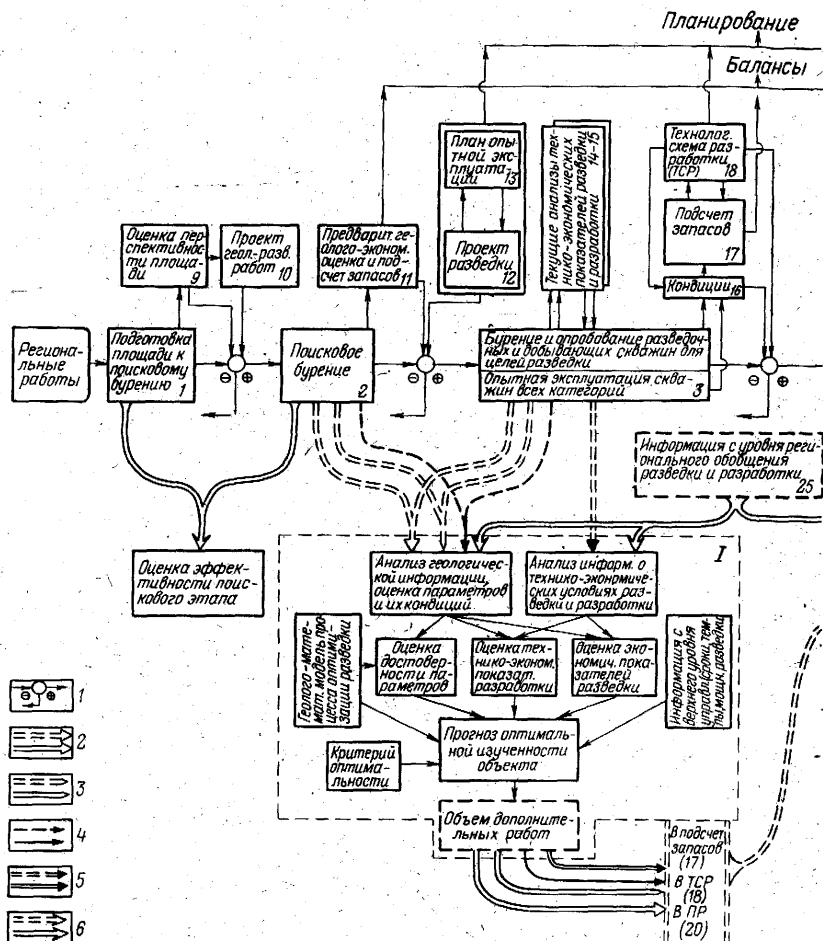
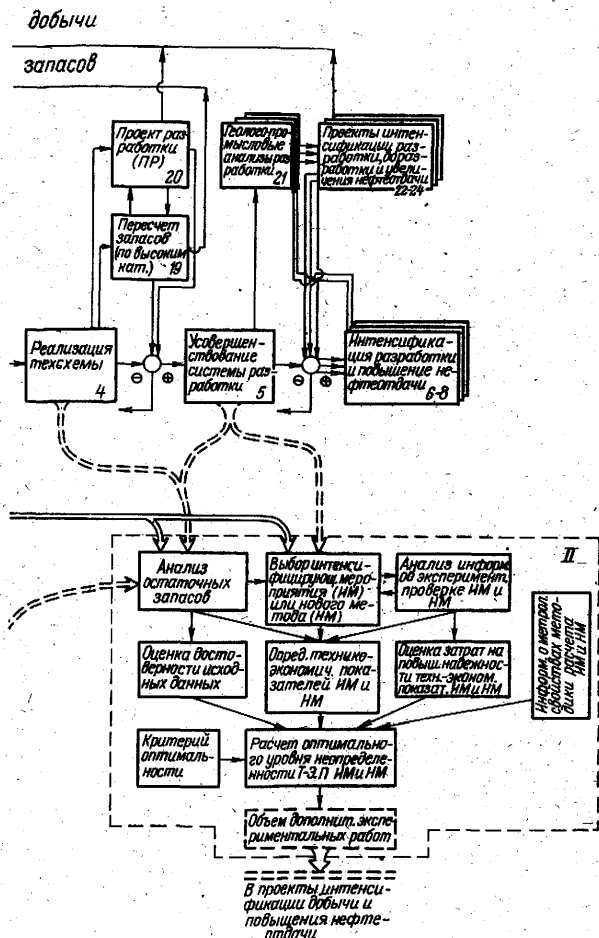


Рис. 127. Схема структуры системы информационного обеспечения

I, II — соответственно блоки расчетов необходимых объемов информации для технологических методов
I — процедура принятия решения; информация по группам параметров; 2 — свойствам физическим свойствам нефти и воды; 4 — свойствам коллектора; 5 —

быть проведены в элементе 3 главной последовательности и должны обеспечить повышение надежности определения различных параметров. Эта особенность обработки информации в блоке I отражена штриховыми (входящая информация) и сплошными (выходящая информация) стрелками. В более простом варианте накопление необходимой информации может контролироваться требованиями табл. 30 и 32.

При достижении оптимальной обоснованности геологической модели месторождения и ее параметров вся суммарная информация направляется на подсчет запасов и составление технологической схемы разработки. Эти документы также целесообразно составлять параллельно, при этом можно исполь-



чения проектирования разведки и разработки

гических схем, проектов, усовершенствованных проектов и технологических схем разработки;

лежи и неоднородности пласта по степени охвата воздействием; 3 — физическим и характеристике гидродинамической системы; 6 — агрегированная информация

зовать единую геологическую модель, составленную с учетом специфики того и другого видов работ.

Проект разработки (ПР) должен учесть все изменения параметров, которые могут быть выявлены в результате полного разбуривания и опыта эксплуатации залежи. Тем самым время его составления будет определяться темпами освоения месторождения и степенью несоответствия фактических

показателей разработки запроектированным ТСР. Объем необходимых дополнительных исследований регламентируется табл. 35. Одновременно с составлением проекта разработки пересчитываются запасы по более высоким категориям с учетом дополнительно полученной информации о геологическом строении и об условиях разработки залежи.

§ 5. Доразведка месторождений нефти и газа

На многозалежных месторождениях к концу разведки может иметь место широкий набор разных категорий запасов по разным залежам, в том числе значительная доля запасов категорий S_2 , требующих доразведки. Кроме того, информации, получаемой в процессе разбуривания залежей по технологическим схемам, зачастую бывает недостаточно для обоснования перевода промышленных запасов из низких категорий в более высокие, и требуются дополнительные исследования керна, свойств нефти и газа и т. п.

Для своевременного получения всей необходимой информации с минимальными затратами сразу же после начала разбуривания месторождения в промышленных масштабах следует составить проект доразведки месторождения в целом, согласованный с планом ввода отдельных объектов в разработку.

В этом проекте должно быть предусмотрено решение следующих основных задач:

а) сбор информации по второстепенным залежам или участкам основных залежей, не доведенным до необходимой степени изученности на разведочном этапе;

б) оценка состояния имеющейся и сбор дополнительной информации по разрабатываемым залежам с целью пересчета запасов и перевода их в более высокие категории.

Исходя из уже достигнутой степени изученности месторождения в целом последовательность проектирования может быть более простой и все внимание следует сосредоточить на определении дополнительных объемов бурения и исследований по каждому объекту, требующему доразведки, а также возможности более рационального использования информации, получаемой при разработке основных залежей. Для решения этих задач, очевидно, можно использовать все рекомендации, приведенные выше для разведочного этапа, но с учетом специфики доразведки. При этом необходимо учитывать следующие дополнительные методические положения.

Доразведка залежей в процессе разработки месторождения представляет собой изучение залежей по результатам бурения в основном добывающих скважин и в меньшей мере — дополнительных разведочных скважин. Разведочное бурение применяется прежде всего в том случае, когда площадь нефтеносности по этим горизонтам оказывается больше, чем по основным, или в случае выявления новых залежей (литологически или тектонически экранированных) за пределами поля, освещенного ранее пробуренными скважинами.

На крупных и уникальных однопластовых месторождениях, вводимых в разработку по частям путем разрезания, доразведка является по существу завершающим этапом разведки частей залежей, вводимых в разработку во вторую очередь. В этом случае параметры отдельных частей залежей требуют только уточнения средних значений, полученных для всей залежи на первых этапах разведки. Такое положение облегчает достижение заданных требований к детальности изучения отдельного объекта разработки. При изучении частей залежи скважины размещаются по профилям или по равномерной сетке в зависимости от предварительно установленной закономерности строения пласта-коллектора, его расчлененности и изменчивости.

На многопластовых месторождениях, введенных в разработку по базисным горизонтам, второстепенные горизонты только частично изучают по данным разведочных скважин, а в основном это делают по данным скважин, бурящихся для разработки. Имеются некоторые особенности методики доразведки залежей, находящихся выше и ниже базисных горизонтов.

Для выявления залежей в частях разреза выше основных разрабатываемых объектов сначала производится ревизия пробуренного фонда скважин. Она включает комплексный анализ и интерпретацию всех имеющихся материалов по всем скважинам.

В результате в верхних горизонтах выявляются участки с благоприятными структурными условиями и перспективные объекты для опробования. Затем в скважинах, бурящихся на базисные объекты разработки в пределах выделенных участков, производятся исследования коллекторских свойств и продуктивности перспективных горизонтов. Для этого можно использовать ядерно-магнитный каротаж, сверлящие керноотборники, опробования испытателями пластов и т. п. На наиболее перспективных участках в конечной стадии изучения выявленных залежей бурятся оценочные скважины с отбором керна, а иногда единичные разведочные скважины. Такая методика обеспечивает высокие экономические показатели подготовки запасов верхних горизонтов к разработке.

Для доразведки залежей, находящихся ниже базисных горизонтов (до 300 м), иногда используются скважины с верхних объектов разработки, для чего некоторые из них углубляются на несколько сот метров. Кроме того, используются разведочные скважины, бурившиеся специально на нижний этаж. Все скважины с верхних объектов разработки и часть разведочных скважин после выполнения задач по разведке нижних горизонтов возвращаются на верхние.

При наличии мощного разреза осадочных пород, превышающего технически освоенные глубины, на площадях могут быть введены в разработку залежи, приуроченные только к части разреза. Более глубокая часть разреза в случае появления новых технических возможностей вводится в разведку, по существу, заново. В данном случае методика доразведки месторождения принципиально не отличается от методики разведки на новых площадях.

Глава XV

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 1. Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов

Под эксплуатационным объектом следует понимать пласт или группу пластов, предназначенных для разработки одной серией добывающих скважин (без применения специального оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации) при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов (объектов разработки) отдельно.

Эксплуатационный объект, в который объединяются несколько пластов одной залежи или несколько залежей различных продуктивных пластов, следует называть многопластовым эксплуатационным объектом.

Под объектом разработки понимают отдельный пласт или зональный интервал эксплуатационного объекта, по которому осуществляются контроль и регулирование разработки. Следовательно, эксплуатационный объект состоит из нескольких объектов разработки.

Каждый эксплуатационный объект разбуривается по определенной системе. Устанавливаются определенные расстояния между добывающими скважинами, их взаимное расположение, параметры сетки скважин. При определении порядка ввода эксплуатационных объектов в разработку решается вопрос об определенной системе расположения скважин по разрезу месторождения. В этом случае обычно вводится понятие «серия» скважин, оно отображает порядок разбуривания месторождения добывающими скважинами по разрезу, т. е. в пределах этажа нефтеносности или этажа разработки.

Анализ материалов по методике и практике выделения эксплуатационных объектов в нашей стране, а также в целом ряде зарубежных стран позволяет сделать вывод, что при их выделении следует учитывать пять групп факторов: 1) геолого-промысловые; 2) гидродинамические; 3) технические; 4) технологические; 5) экономические [Быков Н. Е., 1968; 1975; Калинин В. Г., 1975].

Односторонний учет только одной из этих групп не позволяет объективно подойти к выделению эксплуатационных объектов. Поэтому остановимся на характеристике каждой из перечисленных групп факторов.

Геолого-промысловые факторы. Из этой группы факторов учитываются следующие:

- 1) возможность и однозначность расчленения разреза месторождения, корреляции отложений и выделения продуктивных пластов;
- 2) литологическая характеристика продуктивных пластов;
- 3) общая, эффективная и нефтенасыщенная мощности продуктивных пластов;
- 4) коллекторские свойства пластов по керну и промыслово-геофизическим данным;
- 5) результаты опробования, оценка фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами, установление «работающих» мощностей на различных режимах (по данным дебитометров и расходомеров);
- 6) физико-химические свойства нефти, газа и воды;
- 7) мощность промежуточных толщ между продуктивными пластами, мощность покрышек;
- 8) методика определения ВНК и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности;
- 9) запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения;
- 10) первоначальные пластовые давления в залежах и их соотношения по разрезу месторождения;
- 11) гидрогеологическая характеристика и режим залежей.

Гидродинамические факторы. Гидродинамические расчеты при выделении эксплуатационных объектов применяются для решения ряда задач, важнейшими из которых являются:

- 1) установление годовой добычи по залежи каждого пласта;
- 2) определение динамики добычи нефти по каждому пласту до конца разработки;
- 3) установление продуктивности и затем годовой добычи объединяемых в один эксплуатационный объект продуктивных пластов;
- 4) оценка динамики добычи нефти, воды в целом по месторождению;
- 5) расчет обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов;
- 6) определение продолжительности отдельных стадий разработки месторождения;
- 7) нахождение оптимального уровня добычи нефти по месторождению с учетом его по залежи каждого пласта, объекта эксплуатации при условии обеспечения плановых заданий.

Технические факторы. Из этой группы факторов к основным относятся следующие.

1. Способ и технические возможности эксплуатации. Учет способа эксплуатации — обязательное условие при выборе эксплуатационных объектов. Не рекомендуется объединять в один объект эксплуатации залежей пласты с различными способами эксплуатации, например фонтанным и глубиннонасосным. В зависимости от дебитов нефти, депрессий на пласт выбирают и соответствующее оборудование [Юрчук А. М., 1974]. При этом учитывают возможность образования песчаных пробок, слома эксплуатационных колонн и т. п.

2. Расчет диаметра эксплуатационных колонн. Выбор и расчет диаметра эксплуатационных колонн производят в зависимости от дебитов скважин, соответствующего оборудования, намечаемого к спуску в них. При спуске нескольких рядов насосно-компрессорных труб одновременно-раздельной

эксплуатации на каждый продуктивный пласт или эксплуатационный объект диаметр труб может быть увеличен до 203—254 мм.

3. Выбор диаметра насосно-компрессорных труб. Этот фактор имеет большое значение при эксплуатации как одного, так и нескольких продуктивных пластов. Например, небольшой диаметр насосно-компрессорных труб при больших дебитах приведет к большим гидравлическим потерям. Наоборот, слишком большой диаметр приведет к преждевременному прекращению фонтанирования скважин.

4. Возможность одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). При решении этого вопроса прежде всего рассматриваются геолого-промысловые предпосылки для внедрения ОРЭ, после чего детально характеризуется необходимое оборудование, разработанное соответствующими организациями, и возможность его применения на данном месторождении.

5. Изоляция обводнившихся пластов. В процессе эксплуатации многопластовых эксплуатационных объектов контурные воды постепенно подтягиваются, обводняя некоторые интервалы объекта. В этом случае изолируются либо обводнившиеся пласты в целом, особенно самые нижние, либо части пластов.

6. Выбор и применение приборов для контроля за состоянием выработки каждого пласта. Объединение в эксплуатационный объект пластов значительной мощности требует создания и использования приборов с целью контроля и регулирования разработки залежи каждого пласта, в целом эксплуатационного объекта. В этом случае должны быть выбраны определенные типы дебитомеров, расходомеров, высокочувствительных термометров, влагомеров, плотномеров, глубинных манометров, позволяющих выявить «работающие» мощности, распределение жидкости по стволу скважины, раздел нефть — вода в скважине и т. п.

Технологические факторы. Среди этой группы факторов учитываются в основном следующие.

1. Выбор сетки добывающих скважин каждого объекта эксплуатации. Как показывает опыт проектирования разработки крупных многопластовых нефтяных месторождений, каждый эксплуатационный объект в настоящее время обычно разрезается нагнетательными скважинами на отдельные блоки с трех- или пятирядным расположением добывающих скважин. Сетки скважин выбирают в зависимости от мощности объекта, его неоднородности. Соответственно определяют число добывающих и нагнетательных скважин.

2. Выбор метода поддержания пластового давления. При выборе метода поддержания пластового давления — очагового, законтурного, внутриконтурного, площадного и др. — должны учитываться энергетическая характеристика пласта, его связь с законтурной областью, неоднородность, активность пластовых вод и т. п.

3. Контроль и регулирование разработки эксплуатационных объектов. Определяют характер профилей отдачи и притока в скважинах, количество нефти и жидкости, отобранной соответственно из каждого пласта эксплуатационного объекта, количество закачанной воды по мощности объекта; изучают характер распределения жидкости по стволу скважины, характер обводнения объекта, закономерность изменения давления по его объему, параметры каждого пласта, входящего в эксплуатационный объект.

4. Возможность применения различных методов повышения нефтеотдачи: закачки ПАВ, газа под высоким давлением, углеислоты, пен, сжигания порохов, создания движущегося очага горения и т. п.

Экономические факторы. В этой группе факторов прежде всего учитываются:

1) природно-климатические условия того или иного многопластового месторождения;

2) технико-экономические (с учетом природно-климатических условий) нормативы на бурение скважин и обустройство месторождения и т. п.

Перечисленные факторы в реальных условиях находятся в сложном взаимодействии друг с другом. Степень проявления их неодинакова. Иногда некоторые факторы имеют настолько существенное значение, что являются

решающими при выборе эксплуатационных объектов. Например, наличие мощной промежуточной толщи между залежами; разные типы коллекторов; резкое различие в продуктивности отдельных пластов, исключающее их совместную разработку, делают задачу выбора объектов практически очевидной. Более обстоятельный анализ требуется в тех случаях, когда различия между пластами не столь очевидны или вовсе незначительны. В этих условиях требуется тщательный учет влияния всех возможных факторов. Общая последовательность действий при этом следующая.

1. Находят технико-экономические показатели разработки по каждому варианту выделения эксплуатационных объектов и всего месторождения в целом, состоящие из капитальных затрат на бурение добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин, капитальных вложений в промышленное обустройство и т. п.

2. Рассчитывают себестоимость нефти, удельные капитальные вложения, приведенные затраты, прибыль за основной период (10—15 лет) и за весь срок разработки с учетом энергетических затрат, амортизации скважин, амортизации прочих основных средств, расходов по подземному ремонту скважин, по ремонту наземного оборудования, по поддержанию пластового давления, по подготовке нефти, по сбору, транспорту и хранению нефти, по обслуживанию производства и управления, зарплате, а также отчислений на покрытие затрат по проведению геологоразведочных работ.

3. Сопоставляют все рассчитанные варианты с учетом удельных капитальных вложений, себестоимости, приведенных затрат за первые 10—15 лет и за весь срок разработки месторождения.

4. Выдают рекомендации по выбору оптимальных вариантов выделения эксплуатационных объектов в разрезе данного месторождения с учетом минимальных удельных капитальных затрат, минимальной себестоимости при максимальном уровне добычи нефти по месторождению.

Варианты объединения пластов в эксплуатационные объекты могут выбираться исходя из разных критериев. При составлении технологической схемы разработки основным критерием обоснования эксплуатационных объектов можно считать требования обеспечить достижение планируемого уровня добычи нефти. В дальнейшем при сложившейся системе разработки основные мероприятия по ее усовершенствованию (например, в проекте разработки) направлены на достижение максимально возможной по технико-экономическим условиям нефтеотдачи пластов. Излагаемая далее методика выделения эксплуатационных объектов отвечает задачам первой стадии проектирования разработки и основана на учете снижения коэффициентов продуктивности совместно работающих пластов по сравнению с их отдельной эксплуатацией.

§ 2. Выбор количественных критериев для оценки целесообразности объединения нескольких пластов в один объект эксплуатации

2.1. Обоснование количественного показателя, характеризующего технологический эффект от объединения нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект

Задача выделения эксплуатационных объектов относится к классу оптимизационных задач, поскольку ее решение приходится выбирать из некоторой группы возможных решений. С одной стороны, объединение нескольких пластов в один эксплуатационный объект существенно сокращает сроки ввода месторождения в разработку и капиталовложения в строительство и обустройство нефтепромысла. С другой стороны, как показывает практика, при этом возникают значительные трудности с сохранением требуемых текущих уровней добычи нефти, достижением высоких конечных ко-

эффицентов нефтеотдачи и регулированием процесса разработки многопластовых эксплуатационных объектов.

Сложность решения этой проблемы обуславливается еще и тем, что оно должно быть найдено в период проектирования разработки многопластового месторождения, когда приходится опираться на ограниченное количество информации, получаемой в результате разведочных работ. Как показала практика, эффективность решения данной проблемы зависит от количества и качества информации, поступающей в процессе разведки. Другими словами, качество решения задач, стоящих перед составлением технологической схемы разработки на новых месторождениях, зависит от качества подготовки этих месторождений к разработке, т. е. от степени их изученности.

Оптимизационный характер решаемой задачи требует использования одного или нескольких критериев, обязательно носящих количественный характер. При этом должен быть установлен некоторый количественный показатель, характеризующий технологический эффект, возникающий в результате объединения нескольких пластов для совместной эксплуатации. Таким показателем может быть принят коэффициент продуктивности скважин, эксплуатирующих несколько пластов совместно $K_{пр. совм}$, который интегрально характеризует условия эксплуатации данной скважины.

В процессе разработки многопластовых эксплуатационных объектов нефтяных месторождений различных нефтедобывающих районов страны было замечено, что среднее значение коэффициентов продуктивности скважин $\bar{K}_{пр. совм}$, эксплуатирующих несколько пластов совместно, меньше суммы средних значений коэффициентов продуктивности скважин, эксплуатирующих те же пласты отдельно, т. е.

$$\bar{K}_{пр. совм} \leq \bar{K}_{пр. сумм} = \sum_{i=1}^n \bar{K}_{пр. i}, \quad (XV.1)$$

где $\bar{K}_{пр. i}$ — среднее значение коэффициентов продуктивности скважин, эксплуатирующих только i -й пласт ($i=1, 2, \dots, n$); n — число пластов, объединяемых в эксплуатационный объект.

Причинами снижения коэффициента продуктивности $K_{пр. совм}$ являются:

1) нелинейный характер фильтрации жидкости; 2) характер работы различного типа подъемников и потерь нефти за счет гидравлических сопротивлений; 3) взаимовлияние пластов, обусловленное распределением давления по объему многопластового эксплуатационного объекта, зависящего от изменения геолого-промысловых признаков по площади и по разрезу пластов.

Величины средних коэффициентов продуктивности при совместной эксплуатации пластов $K_{пр. совм}$ будут тем меньше, чем больше пластов объединяется в эксплуатационный объект и чем больше разница в геолого-промысловых характеристиках пластов.

Если $\bar{\lambda}$ обозначить некоторую осредненную количественную характеристику степени различия пластов

$$\bar{\lambda} = \frac{\bar{x}_1}{\bar{x}_2}, \quad (XV.2)$$

где $\bar{x}_1$ — среднее значение какого-либо геолого-промыслового признака первого пласта; $\bar{x}_2$ — среднее значение этого же признака по второму пласту, то можно записать

$$\bar{K}_{пр. совм} = f(n, \bar{\lambda}_{эф}, \bar{\lambda}_{кпр}, \bar{\lambda}_{\mu}, \bar{\lambda}_{\rho}, \bar{\lambda}_{k_p}, \bar{\lambda}_{K_n}, \bar{\lambda}_{p_{пл}}, L), \quad (XV.3)$$

где n — число объединяемых пластов; $\lambda_{эф}$ — эффективная мощность; $k_{пр}$ — проницаемость; μ — вязкость нефти; ρ — плотность нефти; k_p — коэффициент расчлененности; K_n — коэффициент песчаности; $p_{пл}$ — пластовое давление; L — расстояние между объединяемыми пластами.

Вычислив $\bar{K}_{\text{пр. совм}}$, можно определить возможное снижение добычи нефти при различных вариантах объединения нескольких пластов в эксплуатационные объекты. Оценив экономическую эффективность каждого из рассмотренных вариантов, можно принять решение о наиболее оптимальном варианте объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты в разрезе многопластовых нефтяных месторождений.

2.2. Отношения значений геолого-промысловых признаков в скважинах как характеристика степени различия пластов

Величины $\bar{K}_{\text{пр. i}}$, $\bar{K}_{\text{пр. совм}}$, $\bar{K}_{\text{пр. сумм}}$ (XV.2, XV.3) на период окончания разведки и составления технологической схемы разработки трудно определить из-за отсутствия комплекса исследовательских работ в полном объеме, небольшого числа разведочных скважин. Исходя из этого наиболее надежным при решении вопроса об объединении нескольких пластов в один эксплуатационный объект представляется следующий путь.

Найдем зависимость величины коэффициента продуктивности $K_{\text{пр. совм}}$ от степени различия свойств объединяемых пластов не для эксплуатационного объекта в целом, а для отдельной скважины. В качестве количественной характеристики степени различия двух пластов по тому или иному признаку в одной скважине введем величину

$$\lambda_i = \frac{x_{1i}}{x_{2i}}, \quad (\text{XV.4})$$

где x_{1i} , x_{2i} — значения геолого-промысловых признаков первого и второго множеств соседних (первого и второго) продуктивных пластов в одной скважине $i=1, \dots, N$ (N — число разведочных скважин). Через λ можно оценить степень и характер взаимовлияния пластов при их совместной эксплуатации. Величину $K_{\text{пр. совм}}$ коэффициента продуктивности для отдельной скважины, эксплуатирующей два пласта, можно представить в виде функции

$$K_{\text{пр. совм}} = f(\lambda_i), \quad (\text{XV.5})$$

или

$$K_{\text{пр. совм}} = f(\lambda_{\text{гзф}}, \lambda_{\text{гпр}}, \dots, L). \quad (\text{XV.6})$$

Задача определения целесообразности объединения в эксплуатационный объект нескольких (больше двух) пластов усложняется. Для ее решения необходимо выбрать вектор отношений геолого-промысловых параметров сравниваемых пластов. Зададимся, например, условием, что на месторождении имеется четыре продуктивных пласта, которые предполагается объединить в один эксплуатационный объект. В каждой из N скважин определена проницаемость $k_{\text{пр}i}$, $i=1, \dots, 4$, $i=1, 2, \dots, N$ (i — индекс пласта). Для случая, когда на месторождении имеется два продуктивных пласта, существует лишь одно отношение их проницаемостей $\lambda = k_{\text{пр}1}/k_{\text{пр}2}$, т. е. задача решается довольно просто. Когда на месторождении число пластов больше двух, одного отношения параметров λ будет недостаточно. Для четырех пластов требуется вычислить матрицу

$$L = \begin{pmatrix} \lambda_{11} & \lambda_{12} & \lambda_{13} & \lambda_{14} \\ \lambda_{21} & \lambda_{22} & \lambda_{23} & \lambda_{24} \\ \lambda_{31} & \lambda_{32} & \lambda_{33} & \lambda_{34} \\ \lambda_{41} & \lambda_{42} & \lambda_{43} & \lambda_{44} \end{pmatrix}, \quad (\text{XV.7})$$

Матрица L состоит из 16 элементов, для практических расчетов это неудобно. Необходимо упростить вычисления.

Вместо матрицы L запишем вектор $l = \|\lambda_{11}, \lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{14}\|$. Математически легко доказать, что любой элемент λ_{ij} матрицы L находится как отношение соответствующих элементов вектора l . Так, например

$$\lambda_{23} = \frac{\lambda_{13}}{\lambda_{12}} = \frac{k_{пр1}}{k_{пр3}} : \frac{k_{пр1}}{k_{пр2}} = \frac{k_{пр2}}{k_{пр3}} = \lambda_{23}.$$

Следовательно, для всех практических расчетов можно заменить матрицу L на вектор $l = \|\lambda_{11}, \lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{14}\|$ или на $l = \|\lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{14}\|$, так как $\lambda_{11} = 1$. Как видно из изложенного, для четырех продуктивных пластов будем иметь четырехмерную регрессию $\psi = \varphi(\lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{14})$, для трех — трехмерную $\psi = \varphi(\lambda_{12}, \lambda_{13})$, для двух — парную $\psi = \varphi(\lambda_{12})$. Тогда в соответствии с (XV.1) величина коэффициента продуктивности $K_{пр.совм}$ при трехмерной регрессии будет иметь вид

$$K_{пр.совм} = f(\lambda_{12}; \lambda_{13}), \quad (XV.8)$$

при четырехмерной регрессии

$$\Delta K_{пр.совм} = f(\lambda_{12}; \lambda_{13}; \lambda_{14}). \quad (XV.9)$$

Реализация поставленной задачи на ЭВМ затруднений не вызывает.

Для оценки информативности величины λ и влияния ее на результаты совместной эксплуатации продуктивных пластов (многопластовых эксплуатационных объектов) построены карты отношений геолого-промысловых параметров: гидропроводности λ_e , проницаемости $\lambda_{кпр}$, эффективной мощности $\lambda_{эф}$ по смежным продуктивным пластам Усть-Балыкского, Западно-Сургутского, Правдинского, Самотлорского месторождений. Сравнительный анализ этих карт с картами разработки по этим месторождениям показал, что результаты совместной эксплуатации пластов тесно связаны с величиной λ .

Используя информативные качества величины λ , можно определить величину коэффициента продуктивности $K_{пр.совм}$ при эксплуатации двух или нескольких продуктивных пластов. Для этого необходимо знать значения коэффициентов продуктивности $K_{пр}$; той же скважины при условии, если бы объединенные пласты эксплуатировались бы отдельно. Поскольку гидродинамические исследования с целью прямого определения $K_{пр}$ проводятся в объемах, недостаточных для решения данной задачи, она может быть решена косвенно, т. е. путем изучения корреляционной связи между $K_{пр}$ и какими-либо геологическими или геофизическими параметрами. Полученные уравнения регрессии были использованы для вычисления величины $K_{пр}$ для пластов, эксплуатируемых совместно одной скважиной, что позволило определить величины $K_{пр.совм}$ по всем скважинам, эксплуатирующим совместно два или три пласта.

Далее следует установить конкретный вид зависимости типа (XV.6), (XV.8), (XV.9). Эта задача также решается на основе корреляционно-регрессионного анализа. Анализ зависимостей величины $K_{пр.совм}$ от λ для ряда геолого-промысловых параметров показал, что такая зависимость существует, коэффициенты корреляции колеблются от 0,7 до 0,86.

Найдя аналитическое выражение функций (XV.6), (XV.8), (XV.9) по разрабатываемым месторождениям, можно предполагать, что они будут действительны и для месторождений,готавливаемых к вводу в разработку. Однако для таких месторождений задача должна решаться обратным путем, поскольку в разведочных скважинах, как правило, имеется большое количество информации о свойствах (в том числе и о $K_{пр}$) отдельных пластов. В то же время практически отсутствует информация о характеристиках скважин, эксплуатирующих несколько пластов совместно. Поэтому возникает необходимость оценки величин $K_{пр.совм}$ в скважинах на таких месторождениях. Эта задача решается путем установления многомерных зависимостей типа (XV.6), (XV.8), (XV.9) для пластов и месторождений, характеризующихся наиболее сходными геологическими условиями. Проведенные

исследования на ряде разведанных месторождений показали, что и такая задача имеет решение, хотя теснота корреляционных зависимостей в некоторых случаях несколько снижается.

Получив зависимости типа (XV.6), (XV.8), (XV.9) для разрабатываемых и вводимых в разработку месторождений, можно оценить технико-экономические показатели разработки многопластового нефтяного месторождения при рассмотрении различных вариантов объединения нескольких пластов в один эксплуатационный объект. Для этой цели пригодна любая достаточно универсальная методика проектирования разработки, например ВНИИ-2. Однако для простоты изложения практические примеры даны применительно к методике ТатНИПИ-ВНИИ, которая основана на информации о коэффициентах продуктивности скважин при раздельной и совместной эксплуатации пластов.

При этих расчетах следует иметь в виду, что коэффициенты продуктивности скважин с увеличением длительности разработки снижаются. Оценив народнохозяйственную эффективность каждого из рассмотренных вариантов разработки многопластового нефтяного месторождения, можно предложить ограниченное число вариантов, близкое к оптимальному. Окончательное решение принимается по результатам оценки выбранных вариантов при составлении технологической схемы разработки.

2.3. Характеристика распределения отношений геолого-промысловых признаков

Из теории разработки известно, что между коэффициентом продуктивности и основными геолого-промысловыми параметрами существует линейная связь. В связи с недостатком количественной информации о проницаемости по керну при выводе зависимости коэффициента продуктивности от основных геолого-промысловых параметров можно заменить проницаемость соответствующими геофизическими характеристиками, от которых она зависит. Выше была показана возможность получить зависимость коэффициента продуктивности совместно работающих пластов от отношений геолого-промысловых параметров. Установив совместный закон распределения этих отношений (или, другими словами, закон распределения снижения продуктивности), можно на основе информации, получаемой на этапе разведки, опреде-

лить снижение продуктивности по каждой группе скважин n_i ($N = \sum_{i=1}^m n_i$)

(где N — проектное число добывающих скважин) в зависимости от выбираемых соотношений признаков. Из сказанного очевидна важность изучения законов распределения отношений λ геолого-промысловых параметров. При этом получаемые значения λ_i тех или иных признаков рассматриваются как случайная выборка из генеральной совокупности. Как известно из математической статистики, наиболее изучено нормальное распределение. С целью трансформации асимметрического распределения λ_i в нормальное проведем преобразование $\varphi(\lambda_i)$. Для практических расчетов удобно пользоваться преобразованием

$$\varphi(\lambda_i) = \ln(\lambda_i) = \alpha_i. \quad (\text{XV.10})$$

Тогда

$$\Phi(\alpha) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \sigma_\alpha \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-\frac{(\alpha - \bar{\alpha})^2}{2\sigma_\alpha^2}} d\alpha, \quad (\text{XV.11})$$

где α — среднее значение; σ_α — среднее квадратическое отклонение, вычисленное по формуле

$$\sigma_\alpha = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (\alpha_i - \bar{\alpha})^2. \quad (\text{XV.12})$$

Функцию плотности распределения можно выразить следующим образом:

$$f(\alpha) = \frac{\partial \Phi}{\partial \alpha} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \sigma_{\alpha}^{-1} [\exp - (\alpha - \bar{\alpha})^2 / 2\sigma_{\alpha}^2]. \quad (\text{XV.13})$$

Для проверки гипотез о распределении использовался критерий согласия Пирсона. Проверка гипотез о распределении осуществлялась в условиях следующих теоретических законов: нормального, логнормального, радикало-нормального и кубического радикало-нормального. Результаты обработки позволили в качестве теоретической модели распределения λ отношений принять логнормальную.

Поскольку логарифмы отношений имеют нормальное распределение, то и совместное распределение n логарифмов отношений λ (при условии их независимости) будет n -мерным нормальным. С совместным распределением n логарифмов отношений λ геолого-промысловых признаков мы сталкиваемся в том случае, когда в разработку вводится не два, а несколько продуктивных пластов n . Значения α выбираются по формуле

$$\alpha_i = \ln \frac{\min (j) x_j^i}{\max (j) x_j^i}, \quad (\text{XV.14})$$

где $i=1, \dots, N$; $j=1, \dots, n$.

Если сравнения ведутся не по одному геолого-промысловому признаку первого или второго множества, а по нескольким (мощность, пористость, проницаемость, гидропроводность и др.), т. е. $i=1, \dots, k$, тогда каждой скважине соответствует набор значений $\alpha^{(1)}, \alpha^{(2)}, \dots, \alpha^{(i)}$, например $\alpha_h, \alpha_{k_{\text{пр}}}, \alpha_{\epsilon}$ и т. д.

Для случая n пластов вместо пределов интегрирования α_0, α_1 введем векторы $\vec{\alpha}_0$ и $\vec{\alpha}_1$. Тогда соответственно получим следующее выражение:

$$\begin{aligned} \vec{\alpha}_0 &= \left\| \alpha_h^{(0)}, \alpha_{k_{\text{пр}}}^{(0)}, \dots, \alpha_{\epsilon}^{(0)} \right\| \\ \vec{\alpha}_1 &= \left\| \alpha_h^{(1)}, \alpha_{k_{\text{пр}}}^{(1)}, \dots, \alpha_{\epsilon}^{(1)} \right\|. \end{aligned} \quad (\text{XV.15})$$

Функцию плотности распределения $f(\alpha/\Sigma)$, соответствующую функции плотности в двумерном случае (для двух пластов) $f(\alpha)$ можно записать следующим образом:

$$f(\alpha, \Sigma) = (2\pi)^{-n/2} |\Sigma|^{-\frac{1}{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} (\alpha - \bar{\alpha})^T \Sigma^{-1} (\alpha - \bar{\alpha}) \right]; \quad (\text{XI.16})$$

$$\bar{\alpha} = \left\| \bar{\alpha}_h, \bar{\alpha}_{k_{\text{пр}}}, \dots, \bar{\alpha}_{\epsilon} \right\|;$$

$$\alpha = \left\| \alpha_h, \alpha_{k_{\text{пр}}}, \dots, \alpha_{\epsilon} \right\|,$$

где $\Sigma = \|\text{cov} \alpha_j\|$ — ковариационная матрица; n — число продуктивных пластов. В результате получим

$$K_{\text{пр. совм.}} = f \left[N(\lambda, \bar{\lambda}, \sigma_{\lambda}^2) \right], \quad (\text{XV.17})$$

где N — общее число добывающих скважин; λ — отношение геолого-промысловых признаков; $\bar{\lambda}$ — средняя величина отношений геолого-промысловых признаков; σ_{λ}^2 — дисперсия отношений геолого-промысловых параметров. Установив вид закона распределения отношений геолого-промысловых признаков, можно, используя информацию по разведочным скважинам, оценить величины коэффициента продуктивности по всем проектным добывающим скважинам для того или иного варианта разработки месторождения.

§ 3. Учет влияния степени различия между пластами на результаты их совместной эксплуатации

3.1. Определение коэффициента продуктивности по косвенным данным

Применяемая в настоящее время методика промысловых исследований скважин, эксплуатирующих несколько пластов, обычно позволяет рассчитывать лишь величину $K_{пр. совм.}$. Величины же $K_{пр. i}$ каждого из пластов при условии их самостоятельной эксплуатации обычно не определяют. Следовательно, необходимо найти способ вычисления $K_{пр. i}$ для скважин, по которым известны $K_{пр. совм.}$. Исследования, проведенные по ряду месторождений Западной Сибири, показали, что $K_{пр. i}$ могут быть найдены по косвенным данным с помощью многомерного регрессионного анализа.

При оценке коэффициента продуктивности по косвенным данным необходимо подобрать такие признаки, от которых эта величина будет зависеть наиболее сильно. В первую группу признаков были объединены такие геолого-физические параметры, которые характеризуют условия движения нефти по пласту: эффективная мощность $h_{эф.}$, проницаемость $k_{пр.}$, вязкость нефти μ , а также параметры, которые характеризуют неоднородность пласта, — коэффициент расчлененности k_p и коэффициент песчаности $K_{п.}$.

Во вторую группу были включены следующие геофизические параметры: 1) кажущиеся удельные сопротивления, зарегистрированные зондами длиной 0,45; 1,05; 2,25; 4,25 м; $\rho_{0,45}$; $\rho_{1,05}$; $\rho_{2,25}$; $\rho_{4,25}$; 2) относительная амплитуда потенциалов самопроизвольной поляризации $\alpha_{сп}$; 3) сопротивление глинистого раствора ρ_r .

В эту группу включены и комплексные геофизические параметры:

$$\rho_{2,25}, \alpha_{сп}; \rho_{4,25} \alpha_{сп}; \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{сп}; \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{сп}.$$

Комплексные параметры при оценке коэффициента продуктивности более информативны, чем остальные геофизические признаки. Поэтому при расчете уравнений регрессии учитываются следующие, наиболее информативные признаки: $h_{эф.}$, $k_{пр.}$, $K_{п.}$, $\frac{-k_{эф.}}{k_{пр.}}$, $\rho_{4,25}$, $\rho_{2,25} \alpha_{сп}$, $\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{сп}$, $\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{сп}$.

Однако полученные уравнения линейной регрессии для оценки коэффициента продуктивности по этим признакам характеризуются низкими коэффициентами множественной корреляции ($R=0,5-0,58$).

Как известно, коэффициент множественной корреляции оценивает тесноту линейной связи между частными значениями оцениваемого признака (зависимой переменной). Через множественный коэффициент корреляции вычисляется и средняя квадратическая погрешность σ оценки значения зависимой переменной при фиксированных значениях независимых переменных:

$$\sigma = \sigma_y \sqrt{1 - R^2}, \quad (XV.18)$$

где $\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}{N - 1}}$ — оценка среднего квадратического отклонения зависимой переменной y .

Чем ближе значение R к единице, тем меньше разброс эмпирических точек относительно плоскости регрессии.

Оценка коэффициента множественной корреляции по эмпирическим данным — случайная величина, значение которой определяется составом выборки и числом наблюдений N в выборке. В силу случайности выборки можно получить ненулевые значения R , в то время как истинное значение его (вычисленное для генеральной совокупности) равно нулю. Для проверки гипо-

тезис H_0 , которая состоит в предположении, что $R=0$, используется критерий Фишера. Считается, что эмпирические данные не противоречат гипотезе H_0 , если

$$\frac{R^2}{1-R^2} \frac{N-P}{P-1} < F_{P-1, N-P}^{(\alpha)} \quad (\text{XV.19})$$

здесь R — коэффициент множественной корреляции; N — число наблюдений; P — число переменных, вошедших в уравнение; $F_{P-1, N-P}^{(\alpha)}$ — критическая точка распределения Фишера для $P-1$ и $N-P$ степеней свободы и выбранного уровня значимости α (обычно $\alpha=0,05$).

Если неравенство (XV.19) не выполняется, то принимают, что $R \neq 0$, и говорят, что значение R статистически значимо. Например, коэффициент корреляции, полученный для пласта БС₆ Правдинского месторождения ($R=0,5$, $N=51$), — статистически незначим. Действительно,

$$\frac{R^2}{1-R^2} \frac{N-P}{P-1} = \frac{0,25}{0,75} \frac{43}{7} = 2,03 < F_{7,43}^{(0,05)},$$

так как $F_{7,43}^{(0,05)} = 2,20$.

Поскольку оценка коэффициента продуктивности через геолого-промысловые и геофизические признаки по линейным уравнениям множественной регрессии приводит к низким коэффициентам множественной корреляции, вплоть до статистически незначимых, возникает необходимость использовать нелинейные уравнения.

На практике обычно поступают следующим образом. Наряду с исходным набором признаков $x_1, x_2, \dots, x_P$ рассматриваются функции $\varphi_1(x_i), \varphi_2(x_i), \dots, \varphi_m(x_i), i=1, 2, \dots, P$ всех или нескольких признаков. Обычно это наиболее простые непрерывные функции

$$\ln(x_i), (x_i)^2, \sqrt{x_i}, (x_i)^3, \sqrt[3]{x_i}, \ln^2(x_i) \text{ и др.} \quad (\text{XV.20})$$

Затем рассматриваются различные комбинации некоторых признаков из этой новой системы и строятся линейные уравнения регрессии относительно этих приведенных к нелинейному виду признаков, т. е. уравнение регрессии записывается в виде

$$y(x_1, x_2, \dots, x_P) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^P a_{ij} \varphi_j(x_i). \quad (\text{XV.21})$$

Это обычно или многочлен 2-й степени или линейная форма заранее задаваемого вида. С целью выбора вида линейной формы рассчитывают различные статистические характеристики исходных и преобразованных данных.

При выводе нелинейных уравнений регрессии по геолого-промысловым признакам строят линейные формы (XV.21) относительно самих признаков, а также относительно их нелинейных преобразований (XV.18).

Уравнение строится с помощью пошаговой процедуры, использующей для отбора признаков частные коэффициенты корреляции. На первом шаге процедуры выбирается такой признак (или его функция), который лучше других объясняет дисперсию оцениваемого параметра (в нашем случае коэффициента продуктивности). Другими словами, отбирается признак, имеющий наибольший парный коэффициент корреляции с $K_{пр}$, и вычисляется доля дисперсии, которая не объясняется выбранным признаком (остаточная дисперсия). На втором шаге процедуры в уравнение регрессии включается признак (или его функция), который объясняет остаточную дисперсию лучше, чем другие признаки, т. е. выбирается признак, который имеет наибольший частный коэффициент корреляции с $K_{пр}$ при исключении влияния первого выбранного признака. Далее признаки отбираются по следующему индуктивному правилу. Пусть отобрано t признаков. На $t+1$ -м шаге выбирается такой признак (или его функция), который имеет

Таблица 37

Характеристика статистических связей коэффициента продуктивности с геолого-промысловыми и геофизическими признаками при раздельной эксплуатации нефтяных месторождений Сургутского свода

№ уравнения	Месторождение	Пласт	Число наблюдений	Уравнение регрессии	R	Погрешность
1	Усть-Балыкское	БС ₁	47	$K_{np} = 3,105 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} K_{п} + 0,627 \rho_{4,25} \alpha_{СП} -$ $- 0,0338 h_{эф} \rho_{2,25} \alpha_{СП} - 0,037 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^2 - 0,0874 h_{эф} k_p + 3,875$	0,76	1,74
2	»	БС ₁	47	$K_{np} = 0,546 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} K_{п} + 1,238 \rho_{4,25} K_{п} +$ $+ 0,0156 h_{эф} \rho_{2,25} \alpha_{СП} - 0,0165 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^2 - 0,132 h_{эф} k_p -$ $- 0,0515 \rho_{4,25} \frac{h_{эф}}{k_p} 1,925 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} \right)^2 - 0,911 \rho_{2,25} \alpha_{СП} K_{п} +$ $+ 0,00327 (\rho_{2,25} \alpha_{СП})^2 + 3,813$	0,81	1,63
3	Усть-Балыкское, Западно-Сургутское	БС ₁	79	$K_{np} = 0,016 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^3 + 0,556 \rho_{4,25} K_{п} - 1,381 \ln^2 K_{п} -$ $- 0,009 k_p^3 - 0,014 \rho_{4,25} \frac{h_{эф}}{k_p} + 0,66 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} h_{эф} -$ $- 0,09 \frac{h_{эф}}{k_p} - 0,284 \rho_{4,25} - 2,621 K_{п}^2 + 6,512$	0,74	1,52
4	Усть-Балыкское, За-	БС ₁	75	$K_{np} = 0,0205 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^3 + 1,461 h_{эф} - 0,0388 h_{эф}^3 -$	0,73	1,58

	падно-Сургутское, Быстринское, Федоровское				$- 0,0034 \left(\frac{h_{\text{эф}}}{k_p} \right)^3 - 0,245 k_p h_{\text{эф}} + 1,467 k_p -$ $- 0,0408 h_{\text{эф}} \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} + 1,829 \ln K_{\pi} -$ $- 0,44 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} K_{\pi} - 1,11$		
5	То же	BC ₁	80	$K_{\text{пр}} = 0,102 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^2 + 8,925 \ln h_{\text{эф}} +$ $+ 0,001 \rho_{4,25}^2 - 0,118 h_{\text{эф}} + 0,164 k_p^2 - 7,393 \frac{\ln h_{\text{эф}}}{k_p} +$ $+ 2,285 K_{\pi}^2 - 0,034 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^2 - 3,894 k_p + 3,757$	0,77	1,48	
6	Западно-Сургутское	BC ₁₀	42	$K_{\text{пр}} = 0,00783 \rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}} - 0,287 (\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}})^2 + 4,773 \rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}} +$ $+ 0,0453 k_{\text{эф}}^3 - 0,0356 h_{\text{эф}} \rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}} - 0,148 h_{\text{эф}} k_p + 1,539 k_p -$ $- 0,523 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} - 1,701 \sqrt[3]{\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}}} + 10,756$	0,71	1,87	
7	Западно-Сургутское	BC ₁₀	43	$K_{\text{пр}} = - 0,198 \sqrt[3]{\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}}} + 0,036 H_{\text{эф}}^2 - 0,024 \rho_{4,25} \frac{h_{\text{эф}}}{k_p} -$ $- 0,103 (h_{\text{эф}} k_p) + 0,516 (\ln \rho_{4,25})^2 + 0,051 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^3 +$ $+ 0,066 k_p^2 + 0,001 (\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}})^2 - 0,008 h_{\text{эф}} \rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}} + 0,315$	0,78	0,98	
8	Западно-Сургутское, Мамонтовское, Федоровское	BC ₁₀	54	$K_{\text{пр}} = 1,855 \sqrt[3]{\rho_{4,25}} - 0,0004 (\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}})^2 - 0,033 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^2 +$ $+ 5,593 \ln k_p - 10,289 \sqrt[3]{k_p} + 0,406 \sqrt{h_{\text{эф}}} - 4,892 K_{\pi}^2 +$ $+ 4,435 K_{\pi} - 0,302 \ln \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} \right) + 5,433$	0,83	0,98	

№ уравнения	Месторождение	Пласт	Число наблюдений	Уравнение регрессии	R	Погрешность
9	Западно-Сургутское, Федоровское, Холмогорское, Мамонтовское	БС ₁₀	58	$K_{np} = 3,381 \sqrt[3]{\rho_{2,25} \alpha_{СП}} + 1,255 \ln h_{эф} - 0,007 k_p^2 -$ $- 0,71 \sqrt{\frac{h_{эф}}{k_p}} - 3,177 \sqrt{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП}} - 0,0005 \rho_{4,25}^2 +$ $+ 1,659 \ln \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} \right) - 1,146 \ln \rho_{4,25} - 1,062 K_{п}^2 + 0,221$	0,77	1,22
10	Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Быстринское	БС ₂₋₃	46	$K_{np} = 0,399 \sqrt{\rho_{4,25}} + 0,767 \frac{h_{эф}}{k_p} + 1,59 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} \right)^2 -$ $- 1,481 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^2 - 0,776 \ln \rho_{4,25} - 0,572 \ln h_{эф} -$ $- 44,228 \ln \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right) + 132,69 \sqrt[3]{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП}} +$ $+ 0,356 \rho_{2,25} \alpha_{СП} - 130,765$	0,81	2,2
11	Усть-Балыкское	БС ₂₋₃ , БС ₄		$K_{np} = 0,031 h_{эф} \rho_{2,25} \alpha_{СП} - 0,003 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^3 +$ $+ 0,416 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} h_{эф} - 0,396 h_{эф} k_p + 3,606 k_p^2 + 0,092 h_{эф}^2 -$ $- 4,672 \sqrt{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП}} - 1,054 h_{эф} - 0,034 \rho_{4,25} + 7,239$	0,82	2,17
12	Правдинское	БС ₆	47	$K_{np} = 14,355 K_{п}^2 - 0,324 k_p^2 - 0,068 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^2 + 1,803 k_p +$	0,67	1,0

		BC ₆	
13	Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Быстринское	BC ₂₋₃ , BC ₄	57
14	Правдинское, Усть-Балыкское	BC ₅ + + BC ₆ , BC ₄	55
15	Усть-Балыкское, Быстринское, Западно-Сургутское, Федоровское	BC ₁	155
	Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Быстринское	BC ₂₋₃	
	Усть-Балыкское, Правдинское, Западно-Сургутское, Федоровское, Холмогорское, Мамонтовское, Тепловское	BC ₄ , BC ₅ , BC ₆ , BC ₁₀	

$$+ 64,906 \left(\frac{h_{\Phi}}{k_p} \right)^2 - 0,004 h_{\Phi}^2 + 81,41 \ln K_{\Pi} -$$

$$- 336,63 \sqrt[3]{K_{\Pi}} + 0,004 \rho_{4,25} + 323,06$$

$$K_{np} = -8,204 \ln \rho_{4,25} - 0,193 \left(\frac{h_{\Phi}}{k_p} \right)^2 - 0,002 \rho_{4,25}^2 +$$

$$+ 17,28 \sqrt[3]{\rho_{4,25}} + 68,785 \ln k_p - 39,328 \sqrt[3]{k_p} +$$

$$+ 0,375 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^2 - 50,101 \ln h_{\Phi} +$$

$$+ 114,43 \sqrt[3]{\frac{h_{\Phi}}{k_p}} - 84,214$$

0,77 2,27

$$K_{np} = -3,1 (K_{\Pi})^2 - 0,076 (K_p)^3 - 0,661 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} K_{\Pi} -$$

$$- 1,962 \ln K_{\Pi} + 0,059 h_{\Phi} k_p + 0,261 k_p^2 + 0,0007 \left(\frac{h_{\Phi}}{k_p} \right)^3 -$$

$$- 0,014 h_{\Phi}^2 - 0,006 h_{\Phi} \rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}} + 6,621$$

0,71 0,94

$$K_{np} = 1,8 \ln K_{\Pi} - 0,381 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} + 0,44 \sqrt{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}}} +$$

$$+ 0,013 k_p^2 + 6,321 \ln k_p + 3,995 \ln (\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}}) - 5,276 \times$$

$$\times \sqrt{\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}}} + 0,0003 [(\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}})^2 - 13,991 \sqrt[3]{k_p} + 20,717$$

0,70 1,28

Таблица 38

Характеристика статистических связей коэффициента продуктивности с геолого-промысловыми и геофизическими признаками при раздельной эксплуатации продуктивных пластов нефтяных месторождений Нижнеартовского свода

№ уравнения	Месторождения	Пласт	Число наблюдений	Уравнение регрессии	R	Погрешность
1	Советское, Самотлорское-Ватинское, Северо-Покурское, Покачевское	AB ₁	40	$K_{np} = 15,722 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} \right)^2 - 85,614 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} +$ $+ 7,616 \ln \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right) + 2,751 \frac{h_{эф}}{k_p} -$ $- 17,512 \sqrt[3]{K_n} - 0,087 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^2 + 84,649 \sqrt{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП}} +$ $+ 0,023 k_p^2 - 0,322 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^2 - 5,466$	0,77	3,49
2	Ватинское, Самотлорское, Аганское, Северо-Покурское, Покачевское	BB ₂	36	$K_{np} = 7,348 \sqrt{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП}} - 32,635 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} -$ $- 0,375 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^3 + 0,011 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^2 + 7,760 \ln^2 K_n +$ $+ 0,631 h_{эф} + 5,148 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} K_n - 0,224 \left(\frac{h_{эф}}{K_p} \right)^2 +$ $+ 5,958 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^2 + 24,857$	0,85	6,74

3	Покачевское, Самог- лорское	AB ₂ , AB ₂₋₃ , AB ₄₋₅	34	
4	Советское, Самог- лорское, Ватинское, Северо- Покурское, Покачевское Покачевское, Самог- лорское	AB ₁ AB ₂ , AB ₂₋₃ , AB ₄₋₅	62	K _{пр}
5	Советское, Самог- лорское, Ватинское, Северо-По- курское, Покачевское Самог-лорское, Покачев- ское, Северо-Покурское Варьеганское, Ватин- ское, Самог-лорское, Аган- ское Аганское	AB ₁ AB ₁ , AB ₂ , AB ₂₋₃ , AB ₄₋₅ , BB ₆ , BB ₈ , BB ₈ , BB ₉	197	

$$\begin{aligned}
K_{np} &= 1,281 h_{\Phi} + 0,343 \left(\frac{h_{\Phi}}{k_p} \right)^2 - 4,706 \frac{h_{\Phi}}{k_p} + \\
&+ 19,905 \ln (\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}}) - 26,853 \sqrt[3]{\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}}} + \\
&+ 35,274 \ln \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} + 1,339 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^2 - \\
&- 131,6 \sqrt{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}}} - 7,498 K_{\pi}^2 + 156,15 \\
= &0,204 h_{\Phi}^2 - 23,86 h_{\Phi} + 38,589 \sqrt{h_{\Phi}} + 5,287 \frac{h_{\Phi}}{k_p} - 0,93 \quad 3,29 \\
&- 198,42 \ln h_{\Phi} - 5,532 K_{\pi} + 470,84 \sqrt[3]{h_{\Phi}} - \\
&- 0,113 \left(\frac{h_{\Phi}}{k_p} \right)^2 - 12,4 \sqrt{\frac{h_{\Phi}}{k_{np}}} - 447,375 \\
K_{np} &= 0,014 h_{\Phi} \rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}} - 0,00002 (\rho_{2,25} \alpha_{\text{СП}})^3 - \\
- 2,59 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{\text{СП}} K_{\pi} - 0,035 \rho_{4,25} \frac{h_{\Phi}}{k_p} + 1,51 \frac{h_{\Phi}}{k_p} + \\
&+ 0,232 \rho_{4,25} K_{\pi} + 0,123 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} \right)^2 - \\
&- 0,148 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} h_{\Phi} + 0,015 h_{\Phi} + 2,175
\end{aligned}$$

максимальный частный коэффициент корреляции с оцениваемым признаком, при исключении влияния первых t признаков. Другими словами, на $t+1$ -м шаге отбирается такой признак, который наилучшим образом объясняет ту долю дисперсии оцениваемого признака, которую не могут объяснить первые t выбранные признаки.

Такой отбор признаков обеспечивает рост множественного коэффициента корреляции R на каждом шаге процедуры. Как показывает опыт расчетов, при оценке коэффициента продуктивности по геолого-промышленным и геофизическим признакам с использованием формулы (XV.18) значения R испытывают значительный рост на первых пяти-шести шагах процедуры и после восьми-девяяти шагов уже практически не изменяются. Например, при вводе уравнения для пласта БС₁ Усть-Балыкского месторождения значения R от шага к шагу менялись следующим образом: $R_1=0,34$; $R_2=0,49$; $R_3=0,57$; $R_4=0,65$; $R_5=0,69$; $R_6=0,73$; $R_7=0,78$; $R_8=0,8$; $R_9=0,82$. Отсюда видно, что уравнение, содержащее пять признаков (табл. 37, уравнение 1), может использоваться для расчетов, так как добавление еще четырех признаков (табл. 37, уравнение 2) лишь на 0,05 изменяет коэффициент множественной корреляции; оно более громоздкое, чем уравнение 1. Коэффициенты корреляции R_5 и R_9 статистически значимы, однако для более точных расчетов следует использовать уравнение 2.

Исходя из того, что практически во всех расчетах уравнений значения росли на восьми-девяяти шагах, в табл. 37, 38 приведены уравнения, содержащие девять признаков; признаки в уравнениях записаны в том порядке, в каком они отбирались в процессе расчетов, т. е. на первом месте стоит наиболее информативный признак, на втором — второй по информативности и т. д.

Исследованиями установлено, что уравнения регрессии для оценки коэффициента продуктивности достаточно универсальны. Так, например, для одного и того же пласта разных месторождений в пределах одного свода пригодны уравнения 3—10 (см. табл. 37) и уравнения 1—2 (табл. 38). Коэффициенты корреляции этих уравнений характеризуются значениями от 0,73 до 0,85.

В том случае, когда в одной совокупности рассматривались различные, но достаточно близкие по своим геолого-промышленным характеристикам продуктивные пласты одного или нескольких месторождений, были получены уравнения с высокими коэффициентами множественной корреляции (см. табл. 37, уравнения 11—14; табл. 38, уравнения 3—4). Если в одну выборку объединялась информация по всем пластам нескольких месторождений в пределах одного свода, то при этом также получались высокие коэффициенты множественной корреляции (см. табл. 37, уравнение 15, табл. 38, уравнение 5).

Более того, даже когда в одну выборку объединялась информация по пластам нефтяных залежей месторождений Западной Сибири и сходных с ними залежей других нефтедобывающих районов страны, были получены уравнения со статистически значимыми коэффициентами множественной корреляции (табл. 39). Коэффициенты корреляции колеблются от 0,78 до 0,96.

Анализ полученных уравнений регрессии позволяет сделать вывод о возможности их практического применения для нефтяных месторождений не только Западной Сибири, но и других нефтедобывающих районов страны.

Таким образом, изучение зависимости коэффициента продуктивности скважины, эксплуатирующей один пласт, от его геолого-промышленных и геофизических характеристик показывает, что величины $K_{пр}$ в скважинах, эксплуатирующих несколько пластов совместно, могут быть определены по соответствующим параметрам этих пластов. Причем зависимости, которые могут быть использованы для этих целей, устанавливаются и по отдельным пластам, и по группам залежей, характеризующихся сходными геологическими условиями, что открывает возможности решения задачи определения $K_{пр}$ по косвенным данным для месторождений, подготавливаемых к вводу в разработку.

Характеристика статистических связей коэффициента продуктивности с геолого-промысловыми и геофизическими признаками для различных групп нефтяных залежей при раздельной их эксплуатации

Группа залежей	Число наблюдений	Уравнение регрессии	R	Погрешность
I	57	$K_{np} = 0,014 \left(\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} \right)^2 + 1,227 h_{эф} - 0,094 h_{эф} k_p - 0,024 h_{эф}^2 - 1,180 \frac{h_{эф}}{k_p} +$ $+ 0,042 \rho_{4,25} \frac{h_{эф}}{k_p} - 0,163 \rho_{4,25} + 1,033 \sqrt[3]{\rho_{2,25} \alpha_{СП}} + 0,005 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right) + 1,325$	0,78	1,78
II	110	$K_{np} = 0,110 \rho_{4,25} K_{п} + 2,517 K_{п} - 0,041 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^3 + 0,647 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^2 - 0,035 \rho_{4,25} \frac{h_{эф}}{k_p} -$ $- 2,174 \frac{h_{эф}}{k_p} - 18,270 \sqrt[3]{\rho_{4,25}} - 0,004 (\rho_{2,25} \alpha_{СП})^2 + 11,368 \sqrt{\rho_{4,25}} + 9,053$	0,85	1,59
III	119	$K_{np} = 0,094 h_{эф}^2 - 0,181 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}} \alpha_{СП} h_{эф} - 1,612 h_{эф} - 0,003 \rho_{4,25} \frac{h_{эф}}{k_p} - 0,002 k_p^3 +$ $+ 10,576 \sqrt[3]{\rho_{2,25} \alpha_{СП}} - 0,529 \rho_{2,25} \alpha_{СП} + 0,621 k_p + 0,002 (\rho_{2,25} \alpha_{СП})^2 - 7,934$	0,79	3,73
IV	33	$K_{np} = 0,021 h_{эф}^2 - 0,078 h_{эф} k_p + 0,003 \left(\frac{h_{эф}}{k_p} \right)^3 + 2,706 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} K_{п} -$ $- 0,268 \frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}} \alpha_{СП} h_{эф} - 4,976 K_{п}^2 + 0,722 h_{эф} - 0,012 \rho_{4,25} \frac{h_{эф}}{k_p} + 0,152 k_p + 2,820$	0,96	3,84

Характеристика статистических связей коэффициента продуктивности при совместной эксплуатации нескольких пластов с отношениями геолого-промысловых и геофизических признаков по нефтяным месторождениям Сургутского и Нижневартовского сводов (линейная регрессия)

№ уравнения	Месторождение	Пласт	Число наблюдений	Уравнение регрессии	R	Погрешность
Для двух совместно разрабатываемых пластов						
1	Западно-Сургутское	BC ₁ + BC ₁₀	18	$K_{\text{пр. совм}} = 4,277\Delta p + 2,257\lambda_{h_{\text{общ}}} - 88,39$	0,60	4,8
2	Правдинское	BC ₅ + BC ₆	10	$K_{\text{пр. совм}} = -3,068\lambda_{K_{\text{п}}} - 1,038\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}}} \alpha_{\text{СП}} + 6,534$	0,88	0,78
3	Западно-Сургутское	BC ₁ + BC ₁₀	18	$K_{\text{пр. совм}} = 1,852\Delta p + 7,787\lambda_{h_{\text{общ}}} - 4,469\lambda_{K_{\text{р}}} + 2,795\lambda_{K_{\text{п}}} - 2,385\lambda_{h_{\text{эф}}} - 34,172$	0,78	4,15
4	»	»	18	$K_{\text{пр. совм}} = 3,118\Delta p - 55,219$	0,52	4,94
5	»	BC ₁ + BC _{2,3}	33	$K_{\text{пр. совм}} = 1,48\lambda_{K_{\text{р}}} + 3,14\lambda_{K_{\text{п}}} + 1,26\lambda \alpha_{\text{СП}} - 0,638\lambda_{\rho_{2,25}} + 3,293\lambda_{h_{\text{эф}}} + 1,32$	0,49	3,60
6	Западно-Сургутское, Усть-Балыкское	BC ₁ + BC _{2,3}	27	$K_{\text{пр. совм}} = 1,776\lambda \alpha_{\text{СП}} - 1,588\lambda_{\rho_{2,25}} + 4,233\lambda_{h_{\text{эф}}} + 3,366\lambda_{K_{\text{п}}} + 1,409\lambda_{\rho_{1,05}} - 2,358\lambda_{h_{\text{общ}}} + 0,374\lambda_{\rho_{5,25}} - 0,451\lambda_{K_{\text{р}}} + 1,358$	0,74	1,90
7	Западно-Сургутское Правдинское Усть-Балыкское Западно-Сургутское	BC ₁ + BC ₁₀ BC ₅ + BC ₆ BC ₁ + BC _{2,3} BC ₁ + BC _{2,3}	48	$K_{\text{пр. совм}} = -7,625 \ln^2(\Delta p) + 3,555\Delta p + 0,338\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}}} \alpha_{\text{СП}} + 1,746\lambda_{K_{\text{п}}} - 0,023L + 1,951\lambda_{h_{\text{эф}}} - 0,077\lambda_{\rho_{2,25}} \alpha_{\text{СП}} + 1,236 \ln(\Delta p) - 0,276\lambda_{\frac{h_{\text{эф}}}{k_{\text{р}}}} + 0,971$	0,74	1,97

Для трех совместно разрабатываемых пластов

8	Усть-Балыкское, Западно-Сургутское	$BC_1 + BC_{2,3} + BC_4 + BC_1 + BC_{2,3} + BC_{10}$	27	$K_{пр.совм} = 2,596\lambda_{h_{эф}}^{(1,3)} + 0,096\lambda_{\rho_{1,05}}^{(1,3)} + 0,546\lambda_{K_{\Pi}}^{(1,3)} + 0,174L^{(1,2)} + 17,198\lambda_{K_{\Pi}}^{(1,2)} - 2,922\lambda_{K_p}^{(1,3)} + 7,548\alpha_{СП}^{(2,3)} + 2,153\lambda_{\rho_{4,25}}^{(2,3)} + 5,536\lambda_k^{(1,3)} - 28,428$	0,94	2,18
9	Усть-Балыкское Западно-Сургутское	$BC_1 + BC_{2,3} + BC_4 + BC_1 + BC_{2,3} + BC_{10}$	28	$K_{пр.совм} = 3,663\lambda_{h_{эф}}^{(1,3)} + 59,919 \ln \Delta p^{(1,3)} - 112,64 \sqrt{\Delta p^{(1,3)}} + 16,805\lambda_{K_{\Pi}}^{(1,2)} - 3,103\lambda_{\rho_{2,25}}^{(1,2)}\alpha_{СП} + 2,252\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}}\alpha_{СП}}^{(1,3)} + 0,46\lambda_{\rho_{2,25}}^{(2,3)}\alpha_{СП} + 2,88\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}}\alpha_{СП}}^{(1,2)} - 0,982L^{(1,3)} + 78,212$	0,92	2,42
10	Западно-Сургутское	$BC_1 + BC_{2,3} + BC_{10}$		$K_{пр.совм} = 1,116\lambda_{h_{эф}}^{(2,3)} + 20,59\lambda_{K_{\Pi}}^{(1,2)} + 1,71\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}}\alpha_{СП}}^{(2,3)} - 1,521\lambda_{\rho_{2,25}}^{(1,2)}\alpha_{СП} + 6,313\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}}\alpha_{СП}}^{(1,2)} + 0,686\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}}\alpha_{СП}}^{(2,3)} + 2,7 \ln^2 (\Delta p)^{(1,2)} + 1,048\lambda_{\rho_{2,25}}^{(2,3)}\alpha_{СП} + 3,425\lambda_{K_p}^{(1,2)} - 24,47$	0,94	2,13
11	То же	То же		$K_{пр.совм} = 3,697\lambda_{h_{эф}}^{(1,3)} + 183,82 \ln \Delta p^{(1,3)} - 410,03 \sqrt{\Delta p^{(1,3)}} + 16,149\lambda_{K_{\Pi}}^{(1,2)} + 3,008\lambda_{\rho_{2,25}}^{(1,2)}\alpha_{СП} + 1,924\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{2,25}}\alpha_{СП}}^{(1,3)} + 4,702L^{(1,3)} - 0,456\Delta p^{(2,3)} + 3,722\lambda_{\frac{\rho_{1,05}}{\rho_{4,25}}\alpha_{СП}}^{(1,2)} + 325,585$	0,94	2,07

3.2. Учет влияния степени различия между пластами на величину коэффициента продуктивности при совместной их эксплуатации

Для получения соответствующих уравнений регрессии использовались отношения λ тех же геолого-промысловых и геофизических признаков, что и при оценке $K_{пр.и}$. Кроме того, учитывались общая мощность пластов $\lambda_{общ}$, расстояние между пластами L и разница Δp пластовых давлений сравниваемых пластов.

Вначале строились уравнения регрессии для отдельных пар пластов по одному или нескольким месторождениям (табл. 40, уравнения 1,2). Затем в одну выборку объединялась информация по различным парам совместно работающих пластов нескольких месторождений (табл. 40, уравнения 3—6). Анализ этих уравнений показал, что нет необходимости в сборе многочисленной информации по отдельным парам совместно эксплуатируемых пластов, так как получаются уравнения регрессии с небольшим числом коэффициентов для нескольких различных пар пластов нескольких месторождений.

Дальнейший анализ полученных материалов показал, что при определении $K_{пр.совм}$ по отношениям λ геолого-геофизических признаков хорошие результаты дают линейные уравнения регрессии. Кроме того, выяснилось, что в этом случае нет необходимости вводить комплексные параметры, так как их использование не приводит к увеличению коэффициента множественной корреляции, как это наблюдалось при раздельной эксплуатации пластов. К существованию тесноты связи не приводит и введение нелинейных функций. Для практических расчетов рекомендуется линейное уравнение 5 (см. табл. 40).

Для оценки $K_{пр.совм}$ при совместной эксплуатации трех пластов использовались отношения $\lambda_{1,2}$, $\lambda_{1,3}$, $\lambda_{2,3}$ геолого-промысловых характеристик первого и второго, первого и третьего, второго и третьего пластов, соответствующие расстояния между пластами и разница пластовых давлений. Анализ полученных уравнений (см. табл. 40) показал, что для системы из трех совместно работающих пластов линейным уравнениям регрессии соответствуют высокие коэффициенты множественной корреляции ($R=0,92-0,94$).

Было доказано, что при оценке $K_{пр.совм}$ для системы из трех пластов достаточно учитывать только отношения геолого-промысловых признаков первого и второго $\lambda^{(1,2)}$, первого и третьего $\lambda^{(1,3)}$ пластов. Отношения признаков второго и третьего $\lambda^{(2,3)}$ пластов менее информативны. Кроме того, при оценке величины $K_{пр.совм}$ выяснилось, что здесь также нет необходимости вводить отношения комплексных параметров.

Таким образом, полученные уравнения регрессии вполне могут быть рекомендованы для практических расчетов величин $K_{пр.и}$ и $K_{пр.совм}$, которые затем используются в процессе технологических расчетов.

§ 4. Методика оценки среднего значения коэффициента продуктивности при проектировании совместной эксплуатации нескольких пластов

При расчете дебита на разрабатываемых нефтяных месторождениях коэффициенты продуктивности при раздельной и совместной эксплуатации пластов вычисляются как среднеарифметические. При проведении технологических расчетов на месторождениях, вводимых в разработку, такой возможности нет. Оценка среднего значения коэффициента продуктивности здесь производится следующим образом.

Выше было отмечено, что, установив аналитическое выражение зависимости $K_{пр.совм}=f(\lambda_i)$ и зная закон распределения λ_i , можно найти число проектных добывающих скважин с заданным отношением λ геолого-промысловых и геофизических признаков, а затем и величину коэффициента продуктивности $K_{пр.совм}$ для данных отношений λ отмеченных признаков. Тогда средняя величина $K_{пр.совм}$ может быть вычислена как среднеарифме-

тическая из отдельных его значений. Для определения $\Delta K_{\text{пр}}$ и $\Delta \bar{K}_{\text{пр}}$ необходимы следующие расчеты.

Определив функцию распределения $\Phi(\alpha)$ (XV.11) и $f(\alpha/\alpha, \delta_\alpha^2)$ (XV.13) для двух продуктивных пластов с параметрами $\bar{\alpha}, \delta_\alpha^2$, можно рассчитать величину

$$I = \int_{\alpha_0}^{\infty} f(\alpha) d(\alpha). \quad (\text{XV.22})$$

Интеграл I не берется и находится численно. Для конкретных участков кривой распределения пределы интегрирования будут изменяться от α_0 до α_1 , от α_1 до α_2 , т. е. пределы интегрирования α_0 и α_1 могут быть любыми.

$$I = \int_{\alpha_0}^{\alpha_1} f(\alpha) d(\alpha).$$

Следовательно, зная общее число проектных добывающих скважин, планируемых в соответствии с технологической схемой разработки по двум соседним пластам, можно рассчитать число скважин с заданными соотношениями геолого-промысловых признаков (M) путем вычисления интеграла при заданных пределах интегрирования α_0, α_1 :

$$M = NI = N \int_{\alpha_0}^{\alpha_1} f(\alpha) d(\alpha). \quad (\text{XV.23})$$

В том случае, когда проектируется для совместной эксплуатации более двух продуктивных пластов, функция распределения $f(\alpha)$ определяется выражением (XV.16). Тогда многомерный интеграл I можно вычислить следующим образом:

$$I = \int \dots \int_{\alpha_0}^{\alpha_1} (2\pi)^{-n/2} |\Sigma|^{-\frac{1}{2}} \exp \left[\frac{1}{2} (\alpha - \bar{\alpha})^T \Sigma^{-1} (\alpha - \bar{\alpha}) \right] d(\alpha). \quad (\text{XV.24})$$

Тогда число проектных добывающих скважин (от общего их числа) с заданными отношениями геолого-промысловых признаков можно определить следующим образом:

$$M = NI = N \int \dots \int_{\alpha_0}^{\alpha_1} f(\alpha/\bar{\alpha}, \Sigma) d(\alpha). \quad (\text{XV.25})$$

Таким образом, зная число проектных добывающих скважин с заданными отношениями геолого-промысловых признаков первого и второго множеств и зная зависимость $\eta_{\text{совм}}$ от λ , можно вычислить объем добычи нефти для каждой группы скважин с заданным λ , т. е. получить зависимости

$$\lambda = f(\eta_{\text{совм}}); \lambda = f(\eta); \lambda = f(Q) \text{ и т. д.}$$

По описанному алгоритму составлена программа на ЭВМ ЕС-1020, реализующая вычисление n -кратных интегралов.

§ 5. Пример количественной оценки целесообразности объединения пластов в один эксплуатационный объект

Обоснование целесообразности объединения пластов в один эксплуатационный объект продемонстрируем на примере одного из месторождений Тюменской области. В процессе проектирования разработки в один эксплуа-

Таблица 41

**Характеристика основных геолого-физических параметров
продуктивных пластов нефтяного месторождения, необходимых
для гидродинамических расчетов**

Параметры	БС ₁	БС ₂₋₃	БС ₄
Мощность, м	8,0	9,8	3,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	3,19	3,81	4,15
Вязкость закачиваемой воды, МПа·с	0,5	0,5	0,5
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,806	0,821	0,823
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,875	0,881	0,884
Коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа)	6,1	6,0	3,3
Коэффициент вытеснения	0,672	0,672	0,680
Показатель послойной неоднородности	0,275	0,267	0,273
Показатель зональной неоднородности	0,228	0,422	0,472
Расчетная неоднородность	0,41	0,45	0,55
Объемный коэффициент нефти	1,163	1,136	1,106
Объемный коэффициент воды	1,01	1,01	1,01

тационный объект здесь были объединены пласты БС₁, БС₂₋₃, БС₄, геолого-промысловая характеристика которых представлена в табл. 41. Анализ состояния разработки отмеченного эксплуатационного объекта показал, что фактические и проектные показатели разработки значительно отличаются, что свидетельствует о нецелесообразности их объединения для совместной эксплуатации. С целью проведения технологических расчетов при раздельной и совместной эксплуатации этих пластов были рассчитаны и обоснованы необходимые геолого-промысловые параметры (табл. 41). На основании анализа геолого-промысловых материалов предложено три варианта объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты.

I вариант. Все залежи продуктивных пластов БС₁, БС₂₋₃, БС₄ разрабатываются самостоятельно, т. е. выделяются три эксплуатационных объекта.

II вариант. Все продуктивные пласты БС₁, БС₂₋₃, БС₄ разрабатываются совместно, т. е. выделяется один эксплуатационный объект.

III вариант. При этом варианте предлагается залежь пласта БС₁ разрабатывать самостоятельно, а пласты БС₂₋₃ и БС₄ объединить для совместной эксплуатации. Следовательно, в данном случае предусматривается выделение двух эксплуатационных объектов.

Рассмотрим порядок расчета технологических показателей разработки по каждому из выделенных вариантов.

I вариант. Для расчета дебита определяют средние значения коэффициента продуктивности по материалам промысловых исследований скважин. В соответствии с приведенными выше зависимостями рассчитывают дебиты нефти, которые соответственно по пластам БС₁, БС₂₋₃, БС₄ составляют 8,085; 5,865; 1,347 млн. т. Далее годовую и накопленную добычу нефти, обводненность продукции, закачку агента по залежи каждого пласта (эксплуатационного объекта), а также технико-экономические показатели разработки.

II вариант. Фактически все три пласта эксплуатируются лишь в пределах внешнего контура нефтеносности залежи пласта БС₄, а между внешними контурами нефтеносности залежей пластов БС₂₋₃ и БС₄ совместно разраба-

тываются два пласта БС₁ и БС₂₋₃. В пределах внешних контуров нефтеносности залежей БС₁ и БС₂₋₃ разрабатывается лишь залежь пласта БС₁.

Для расчета дебитов отдельно (пласт БС₁) и совместно эксплуатируемых пластов (БС₁+БС₂₋₃ и БС₁+БС₂₋₃+БС₄) принимают соответствующие коэффициенты продуктивности $K_{пр. i}$ и $K_{пр. совм.}$, определяемые гидродинамическими методами. Амплитудные дебиты соответственно для части залежи пласта БС₁ и пластов БС₁+БС₂₋₃, БС₁+БС₂₋₃+БС₄ составляют 2,123; 5,806; 4,756 млн. т нефти в год. Сравнение уровней добычи нефти при раздельной (I вариант) и совместной (II вариант) эксплуатации пластов показано в табл. 42.

Таблица 42

Сопоставление отборов нефти при вариантах раздельной и совместной эксплуатации пластов нефтяного месторождения (I и II варианты)

Варианты	Годы	Годовая добыча нефти, млн. т	Разница в годовой добыче нефти, млн. т	Накопленная добыча нефти, млн. т	Разница в накопленной добыче нефти, млн. т
I	1965	0,633	0,132	0,633	0,132
II		0,501		0,501	
I	1970	9,964	1,35	31,548	5,415
II		8,614		26,134	
I	1975	6,821	0,558	75,251	10,243
II		6,263		65,008	
I	1980	3,380	0,066	99,68	11,371
II		3,764		88,309	

III вариант. При данном варианте пласт БС₁ и часть пласта БС₄ (до внешнего контура нефтеносности пласта БС₄) разрабатываются раздельно, и только в пределах контура залежи пласта БС₄ планируется совместная эксплуатация пластов БС₂₋₃+БС₄. Однако для этих пластов коэффициент продуктивности $K_{пр. совм.}$ на площади не определялся, так как скважин с подобным вскрытием пластов не было. С целью предсказания прогноза этой величины рассчитывают величину $K_{пр. совм.}$, используя уравнение регрессии (табл. 43)

$$K_{пр. совм.} = 0,144\Delta p + 2,354\lambda_{K_H} + 0,047\lambda_{\alpha_{сп}} - 1,154\lambda_{\rho_{2,25}} + 1,93\lambda_{\rho_{1,05}} - 0,025L + 4,013.$$

$\bar{K}_{пр. совм.} = 7,958$ принимают для расчета амплитудного дебита по пласту БС₂₋₃+БС₄.

Аналогичным образом устанавливают технологические и технико-экономические показатели разработки описываемого варианта, которые затем суммируются в целом для месторождения. Сопоставление технологических показателей разработки этого варианта с раздельной эксплуатацией (I вариант) дано в табл. 44.

Сопоставление и сравнительный анализ технологических и технико-экономических показателей разработки I, II, III вариантов объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты позволяют рекомендовать

для практического внедрения III вариант, по которому на рассматриваемом месторождении предусматривается выделение двух эксплуатационных объектов: 1-й объект — залежь пласта БС₁; 2-й — объект — залежь пластов БС₂₋₃ + БС₄.

Таблица 43

Расчет коэффициента продуктивности $K_{\text{пр.совм}}$ при условии совместной эксплуатации пластов БС₂₋₃ + БС₄

№ скважин	0,144 Δp	2,354 λK_{Π}	0,047 $\lambda_{\text{ср}}$	-1,154 $\lambda_{p2,25}$	1,93 $\rho_{1,05}$	-0,025 L	$K_{\text{пр.совм}}$
328	1,0206	1,9067	0,0502	0,6644	1,1456	0,31	7,1616
513	0,9876	2,3540	0,0441	1,5891	1,7057	0,30	7,2153
530	1,0205	2,2744	0,0407	2,9919	3,2798	0,31	7,3328
531	0,9711	2,4877	0,0720	4,2729	7,2961	0,2950	10,272
832	1,0699	2,1656	0,0408	1,6941	1,8968	0,3250	7,1670
836	1,0699	2,3540	0,0486	2,8372	2,0938	0,3250	6,4171
839	0,4938	2,8360	0,0437	4,1578	2,2266	0,1500	5,3053
870	0,4115	2,5806	0,0584	1,3482	1,7979	0,1250	7,3882
501	0,8230	2,0715	0,0489	2,7858	2,5968	0,2500	6,5174
508	1,1851	1,9773	0,0499	4,2080	20,302	0,3600	22,9593
507	0,9053	2,3540	0,0587	2,1152	1,3650	0,2750	6,3058
528	0,9053	2,3540	0,0618	4,5892	2,3816	0,2750	4,8515
527	0,8230	2,3540	0,0484	0,6334	0,8972	0,2500	7,2522
730	1,3826	1,5771	0,0490	1,3144	2,7168	0,4200	8,0041
831	0,9711	2,3540	0,0470	1,3672	1,6665	0,2950	7,3894
830	0,9546	2,0950	0,0415	3,7535	3,5990	0,2900	6,6596
853	0,8230	1,6478	0,0463	0,9150	2,2102	0,2500	7,5753
854	0,8559	2,8052	0,0399	0,4189	2,0988	0,2600	9,1339
855	0,4279	1,5536	0,0470	0,6207	1,2712	0,1300	6,5620
846	0,4444	2,3540	0,0423	0,5592	1,2759	0,1350	7,4354
863	0,4115	6,6940	0,0610	0,7810	0,6467	0,1250	9,9202
865	0,3950	2,0950	0,0635	5,6050	5,3607	0,1200	6,2022

$$n = 22 \bar{K}_{\text{пр.совм}} = 7,958$$

Таблица 44

Сопоставление отборов нефти при раздельной и совместной эксплуатации пластов (I и III варианты)

Варианты	Годы	Годовая добыча нефти, млн. т	Разница в годовой добыче нефти, млн. т	Накопленная добыча нефти, млн. т	Разница в накопленной добыче нефти, млн. т
I	1965	0,633	0,068	0,633	0,068
III		0,565		0,565	
I	1970	9,964	0,341	31,548	1,068
III		9,623		30,480	
I	1975	6,821	0,097	75,251	1,866
III		6,724		73,385	
I	1980	3,830	0,059	99,680	2,369
III		3,771		102,049	

УЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ВЫБОРЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

§ 1. Классификация применяемых систем разработки нефтяных залежей

1.1. Системы разработки с использованием естественной энергии пласта

Система разработки с использованием естественного напора краевых вод. Эту систему разработки применяют для залежей с водонапорным и упруго-водонапорным режимами. Характерная особенность этих режимов — внедрение в нефтяную залежь краевых вод по мере отбора из нее нефти. Поэтому при этой системе добывающие скважины располагают на нефтяной залежи так, чтобы фронту продвигающейся краевой воды противостоял фронт скважин. Для этого их размещают рядами параллельно контуру вод.

Обычно эту систему используют для пластовых нефтяных залежей (рис. 128).

Разновидность рассматриваемой системы — система разработки под действием напора подошвенной воды, применяемая на массивных нефтяных залежах, подстилаемых на всей площади подошвенной водой. При этой системе выработку запасов нефти производят последовательно, начиная с подошвенной части залежи. В связи с этим обводнение скважин происходит постепенно, причем в них последовательно обводняются части разреза снизу вверх. Характерная особенность разработки — образование в скважинах конусов воды из-за своеобразия линии токов жидкости.

Системы разработки под действием растворенного газа. По ряду геологических причин (выклинивание нефтяного пласта, изолирование его от окружающего водоносного бассейна дисъюнктивными нарушениями, низкая проницаемость коллекторов, высокая вязкость нефти) продвижение краевых вод может быть сильно затруднено или исключено. В таких случаях разработка происходит в естественных условиях под действием напора растворенного газа.

В этих случаях применяют системы, характеризующиеся равномерным размещением скважин на площади.

1.2. Системы разработки при вводе в пласт дополнительной энергии

Законтурное заводнение. Размещение добывающих скважин при системе законтурного заводнения аналогично системе разработки с использованием естественного напора краевых вод. Различие указанных систем заключается в наличии в системе законтурного заводнения специальных водонагнетательных скважин, располагаемых в водоносной части пласта вдоль контура нефтеносности (рис. 129).

Разновидность системы законтурного заводнения — система приконтурного заводнения, при которой нагнетательные скважины располагают на водонефтяной части площади вдоль контура водоносности.

Внутриконтурное заводнение. При системе внутриконтурного заводнения закачка воды осуществляется в водонагнетательные скважины, расположенные непосредственно на площади нефтяной залежи.

Существует несколько разновидностей системы внутриконтурного заводнения. Одна из них — внутриконтурное заводнение с расчленением (разрезанием) нефтяной залежи на площади самостоятельной разработки. Расчленение (разрезание) нефтяной площади осуществляется через нагнетательные скважины, расположенные рядами. При закачке в них воды по линии рядов

образуется зона повышенного давления, которая препятствует перетоку жидкости между соседними площадями, что позволяет осуществлять разработку отдельных площадей самостоятельными системами добывающих скважин с учетом геологических особенностей каждой площади.

По мере закачки очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, увеличиваются в размерах и, наконец, сливаются, об-

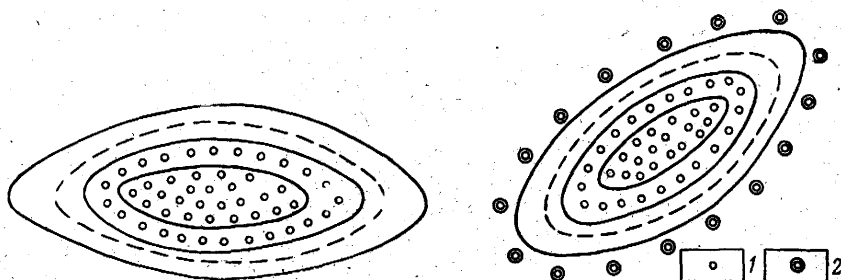


Рис. 128. Система разработки с использованием естественного напора краевых вод

Рис. 129. Законтурное заводнение
Скважинами: 1 — добывающие; 2 — нагнетательные

разуя единый фронт воды, продвижение которого можно регулировать так же, как и при законтурном заводнении. Добывающие скважины располагают так, чтобы фронту поступающей воды противостоял фронт отбора.

Большое преимущество описываемой системы — возможность начинать разработку с любой площади и, в частности, вводить в нее в первую очередь площади, наиболее богатые по запасам с высокими дебитами.

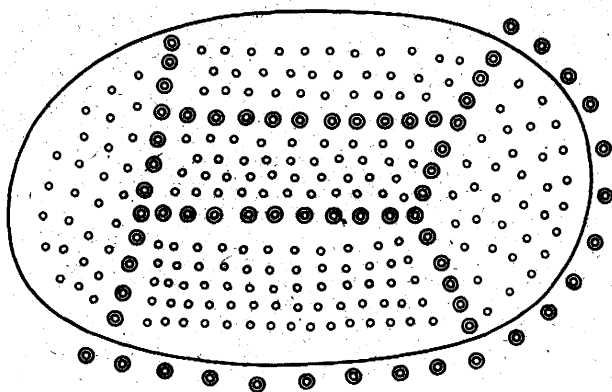


Рис. 130. Внутриконтурное заводнение

Описываемая система внутриконтурного заводнения (рис. 130) может сочетаться с системой законтурного заводнения.

На практике системы законтурного и внутриконтурного заводнения сочетают на месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами, которые отрезаются от основной нефтяной площади рядом нагнетательных скважин. При этом создаются условия для более эффективной раз-

работки месторождения за счет ускорения ввода чисто нефтяной части залежи, на которой добывающие скважины располагаются рядами, тогда как на водонефтяной площади отдается предпочтение системам равномерного расположения скважин.

На средних и небольших по размерам залежах применяют систему внутриконтурного заводнения с поперечным разрезанием их на блоки. Эту систему можно использовать на залежах нефти со слабой разведанностью контуров нефтеносности и водоносности, что является ее большим преимуществом.

Сводное заводнение. По размещению нагнетательных скважин различают осевое, кольцевое и центральное заводнение.

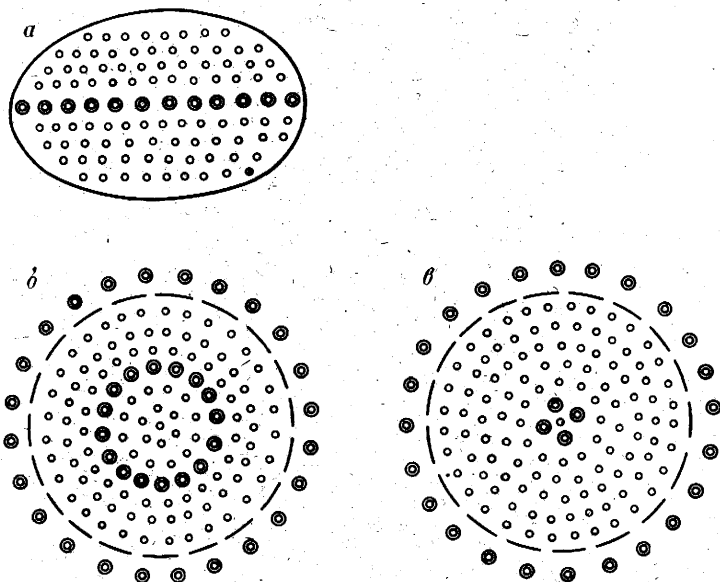


Рис. 131. Сводное заводнение
а — осевое; б — кольцевое; в — центральное

Осевое заводнение обычно применяют на месторождениях, в которых продуктивный пласт в законтурной области выклинивается или обладает резко ухудшенной проницаемостью, что вынуждает закладывать нагнетательные скважины по оси структуры (рис. 131, а).

Кольцевое заводнение характеризуется расположением скважин по кольцу. Теоретическими исследованиями установлено, что при сочетании кольцевого заводнения с законтурным наибольшая эффективность системы достигается при размещении кольца нагнетательных скважин на расстоянии 0,4 радиуса залежи. При этом залежь нефти расчленяется на две неравные площади: меньшую — центральную и большую — кольцевую (рис. 131, б).

Центральное заводнение (рис. 131, в) — разновидность кольцевого заводнения. Нагнетательные скважины в числе от четырех до шести располагают в самом центре залежи вдоль окружности радиусом 200—300 м. Внутри этой окружности имеется одна или несколько добывающих скважин.

Близка к системам сводного заводнения система двустороннего заводнения, применяющаяся при наличии тектонических нарушений или литологической изменчивости коллекторов, причем нагнетательные скважины распо-

лагают вдоль верхней границы нефтеносного участка, с одной стороны, и в законтурной, водоносной части пласта, с другой.

Площадное заводнение. При площадном заводнении вода закачивается равномерно по площади. В связи с этим скважины размещаются по равномерной сетке, причем нагнетательные и добывающие чередуются.

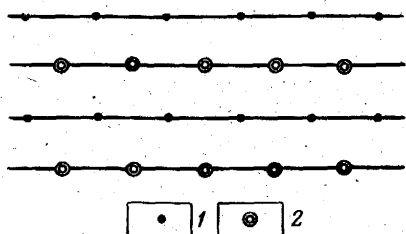


Рис. 132. Линейная система размещения скважин при площадном заводнении
Скважины: 1 — добывающая; 2 — нагнетательная

Существует пять основных систем размещения скважин при площадном заводнении.

1. Линейная система размещения скважин (рис. 132), при которой ряды нагнетательных скважин чередуются с рядами добывающих скважин. При этой системе обязательное условие — размещение нагнетательных и добывающих скважин в шахматном порядке, но расстояния между скважинами в рядах могут быть отличными от расстояний между рядами скважин.

2. Пятискважинная система (рис. 133, III), при которой скважины с одинаковым назначением размещаются в вершинах квадратов.

3. Семискважинная система (рис. 33, II), при которой одни скважины с одинаковым назначением размещают в углах правильных шестиугольников, а скважины с другим назначением — в центрах шестиугольников.

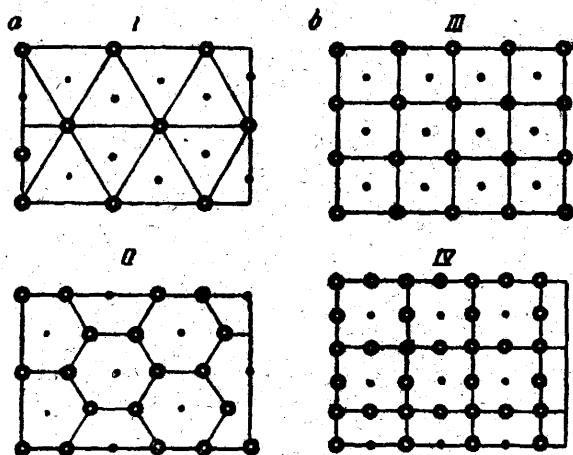


Рис. 133. Системы размещения скважин по треугольной и четырехугольной сеткам при площадном заводнении

а — треугольная сетка: I — 4-скважинная система; II — 7-скважинная система; б — квадратная сетка: III — 5-скважинная система; IV — 9-скважинная система

4. Девятискважинная система (рис. 133, IV), при которой скважины с одинаковым назначением располагают как в вершинах, так и по сторонам квадратов на половинном расстоянии между вершинами.

5. Четырехскважинная система (рис. 133, I) является частным случаем семискважинной системы, в которой нагнетательные и добывающие скважины поменяли местами.

Особенность площадной системы заключается в том, что нагнетательные и добывающие скважины можно поменять местами. При этом интенсивность воздействия на пласт при семискважинной и девятискважинной системах изменяется (прямая и обратная системы размещения скважин).

Описанные системы отличаются отношением числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин. При линейной и пятискважинной системах на одну добывающую скважину в среднем приходится одна нагнетательная. В прямой системе размещения скважин на одну добывающую скважину приходится при семискважинной системе две нагнетательные и при девятискважинной системе три нагнетательные скважины, а в обращенных системах на одну нагнетательную приходится соответственно две и три добывающие скважины.

§ 2. Учет особенностей геологического строения залежей и проектного уровня добычи нефти при выборе систем заводнения

Основная задача разработки нефтяных месторождений — достижение максимальных результатов по использованию запасов нефти и газа, находящихся в недрах, при минимальных расходах и соблюдении правил по охране недр. Чтобы выполнить эту задачу, необходимо разработку каждой нефтяной залежи основывать на знании ее природных условий и учете энергетических ресурсов бассейна, к которому приурочена залежь, применяя в необходимых случаях методы воздействия на пласт и используя наиболее эффективно капиталовложения.

Рациональная система разработки должна также способствовать удовлетворению потребностей страны в нефти и газе и вместе с тем находиться в соответствии с конкретными техническими возможностями бурения и эксплуатации скважины, освоения нагнетательных скважин и закачки в них воды. Природные условия нефтяных залежей различны; задания по уровню добычи нефти и технические возможности с развитием народного хозяйства, и нефтяной промышленности в частности, меняются, поэтому не может быть единой системы, пригодной для всяких условий. Более того, система разработки даже однотипных залежей, рациональная для одного периода развития нефтяной промышленности, может стать нерациональной для другого.

Шире всего системы заводнения применяются на наиболее распространенных пластовых нефтяных залежах, окруженных краевыми водами.

Характерной особенностью этих залежей является планомерное перемещение по пласту фронтов воды в условиях как водонапорного, так и упруго-водонапорного режима.

Все это позволяет разрабатывать пластовые залежи нефти на естественном водонапорном или упруго-водонапорном режиме.

Однако если в условиях водонапорного режима естественные условия благоприятствуют эффективному и полноценному извлечению всех промышленных запасов нефти, то в условиях упруго-водонапорного режима лишь в сравнительно редких случаях удается извлечь промышленные запасы нефти, так как при превышении расчетной добычи нефти происходит смена режима на смешанный режим — режим растворенного газа на разрабатываемой площади и упруго-водонапорный в небольшой полосе, прилегающей к наступающим краевым водам. Это приводит к снижению текущей добычи нефти, сильному растягиванию срока разработки и уменьшению нефтеотдачи.

Поэтому пластовые нефтяные залежи практически разрабатывают системами законтурного и внутриконтурного заводнения с вводом дополнительной энергии в пласты путем закачки воды.

Для эффективной разработки системой законтурного заводнения должны существовать очень благоприятные естественные условия. К таким условиям относятся: высокая проницаемость пласта, малая вязкость нефти и сравни-

тельно небольшая площадь залежи, которая может быть целиком покрыта двумя-тремя кольцевыми рядами скважин и одним центральным рядом.

Существенный недостаток законтурного заводнения — значительное расстояние между нагнетательными скважинами и наружным рядом добывающих скважин, обычно располагаемых на чисто нефтяной части площади. Чем шире водонефтяная часть площади, окаймляющей центральную, чисто нефтяную площадь, тем больше приходится устанавливать расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами.

Так как ширина водонефтяной площади на структурах геосинклинального типа меньше, чем на структурах платформенного типа, то эти структуры более благоприятны для осуществления законтурного заводнения.

Наличие больших расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами приводит к снижению уровня добычи нефти. Это обстоятельство затруднило широкое применение системы законтурного заводнения.

Система внутриконтурного заводнения универсальнее. В настоящее время создано много ее разновидностей, которые можно применять для самого различного типа нефтяных залежей в пределах вязкости нефти 18—20 мПа·с.

§ 3. Системы размещения добывающих скважин

3.1. Задачи и условия, учитываемые при размещении добывающих скважин

Существуют три основные группы добывающих скважин: 1) собственно добывающие скважины, через которые извлекают на поверхность земли нефть, газ и воду; 2) нагнетательные скважины, через которые производят закачку рабочего агента (воды или газа) в пласт; 3) контрольные скважины, с помощью которых наблюдают за состоянием эксплуатации нефтяных залежей.

При проектировании системы размещения скважин на залежи ставят следующие основные задачи: а) создать систему размещения скважин, наиболее целесообразную для регулирования эксплуатации пласта как единого объекта; б) получить высокую добычу с залежи, удовлетворяющую потребность народного хозяйства в нефти; в) обеспечить полноценное извлечение нефти из недр.

Все нефтяные пласты характеризуются в той или иной степени площадью неоднородностью, что в принципе требует применения для каждой залежи своей системы размещения скважин с максимальным учетом неоднородности пласта, т. е. рациональная система размещения скважин должна быть неравномерной.

Однако при проектировании системы размещения скважин, как правило, еще отсутствуют сведения о деталях строения нефтяного пласта, что не дает возможности спроектировать сразу рациональную систему размещения скважин. В связи с этим разработку нефтяных и нефтегазовых залежей начинают осуществлять по системам, построенным по правильным геометрическим сеткам.

Разнообразие геологических условий нефтяных месторождений, различие в изменении начальных и текущих дебитов скважин обусловили необходимость применения довольно большого числа систем размещения скважин, а также различного порядка разбуривания скважин.

В одних геологических условиях скважины имеют ограниченные радиусы действия, тогда нефтяную залежь целесообразно разрабатывать равномерной сеткой скважин. В других случаях режим характеризуется продвигающимися контурами воды или газа, в таких условиях целесообразно размещать скважины рядами, расположенными параллельно продвигающемуся контуру.

Применяемые системы размещения скважин по правильным геометрическим формам можно подразделить на две большие группы: 1) системы размещения скважин по равномерной сетке; 2) системы размещения скважин рядами.

3.2. Системы размещения добывающих скважин по равномерной сетке

Существует несколько систем размещения скважин по равномерной сетке, которые различаются: 1) по форме сетки расположения скважин; 2) по степени уплотнения скважин; 3) по темпу ввода скважин в эксплуатацию;

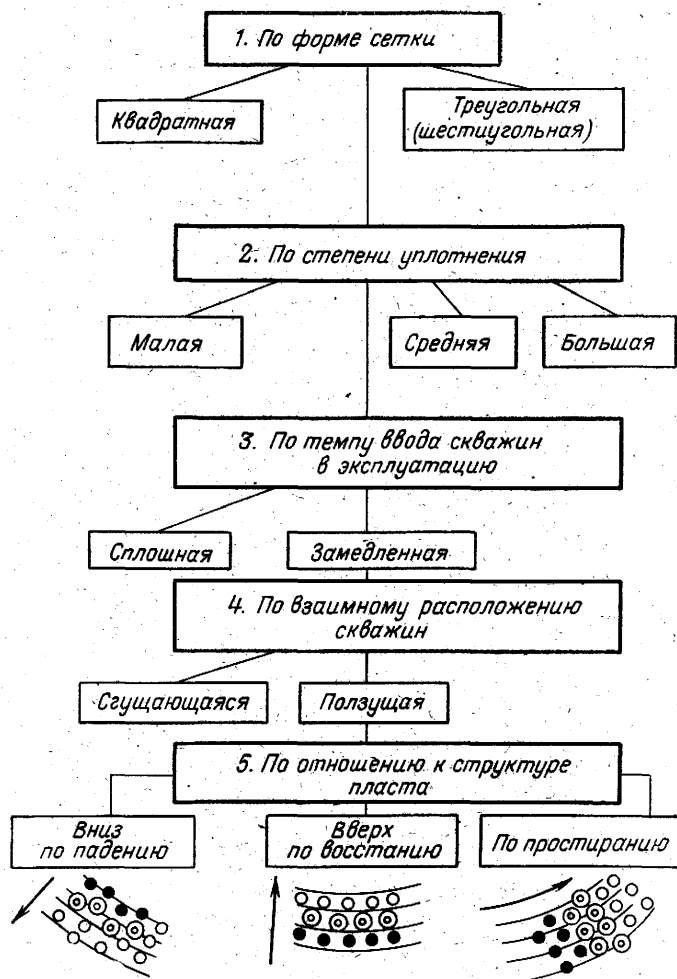


Рис. 134. Схема систем размещения добывающих скважин по равномерной сетке

4) по порядку ввода скважин в эксплуатацию как относительно друг друга, так и относительно структурных элементов залежи.

Схема систем размещения добывающих скважин по равномерной сетке с выделением основных элементов показана на рис. 134.

Сетки по форме подразделяются на треугольные и квадратные. При размещении скважин учитывают полную площадь, приходящуюся на скважину,

и, в частности, при треугольной сетке — площадь правильных шестиугольников. При этом расстояние между скважинами l определяют по формуле.

$$l = 1,075 \sqrt{S}, \quad (\text{XVI.1})$$

где S — площадь, приходящаяся на скважину, м^2 .

Понятие о малой, средней и большой степени уплотнения скважин по мере развития нефтяной промышленности менялось. В первый период развития нефтяной промышленности стремились сближать скважины. Наибольшие расстояния между ними принимали близкими 100 м (степень уплотнения — 1 га на скважину).

В 1930 г. комиссией под председательством акад. И. М. Губкина было предложено увеличить расстояние между скважинами для майкопских залежей нефти до 250—300 м. Разработка залежей нефти карбона на промыслах Волго-Уральской провинции была начата по 250-метровой сетке скважин.

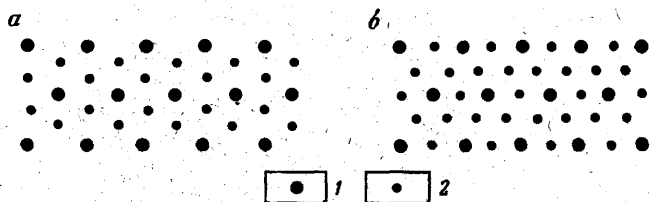


Рис. 135. Варианты сгущения скважин:

а — первый, б — второй.

1 и 2 — скважины соответственно первой и второй степени уплотнения

По порядку ввода в эксплуатацию различают сплошную и замедленную системы. Под сплошной понимают такую систему разработки, при которой все скважины вводят в эксплуатацию почти одновременно в очень короткий срок. При большем сроке система считается замедленной.

По взаимному расположению скважин различают системы сгущающуюся, ползущую и ориентированную по отношению к структуре пласта. При сгущающейся системе всю площадь покрывают вначале редкой сеткой скважин (первая степень уплотнения), а затем в промежутках между первыми бурят скважины второй степени уплотнения, причем при каждой степени уплотнения площадь равномерно покрывают скважинами.

Возможны два варианта сгущения скважин. В первом варианте скважины второй степени уплотнения закладывают в центре треугольников, образуемых скважинами первой степени уплотнения (рис. 135, а). Расстояние между скважинами второй степени уплотнения определяют по формуле

$$l'' = \frac{l'}{\sqrt{3}}, \quad (\text{XVI.2})$$

где l'' — расстояние между скважинами второй степени уплотнения, м; l' — расстояние между скважинами первой степени уплотнения, м.

В целом по площади на одну скважину первой степени уплотнения приходится две скважины второй степени уплотнения.

При втором варианте скважины второй степени уплотнения располагают точно посередине между скважинами первой степени уплотнения, т. е. $l'' = l'/2$ (рис. 135, б). В целом на площади при втором способе на одну скважину первой степени уплотнения приходится три скважины второй степени уплотнения.

При ползущей системе первые скважины располагают в одном и том же ряду или в одной группе, а последующие ряды или группы скважин раз-

мешают в определенном заданном направлении, строго ориентированном по отношению к структурным элементам пласта.

Выделяют следующие ползущие системы: 1) вниз по падению, когда ряды или группы скважин последовательно двигаются в направлении падения пласта; 2) вверх по восстанию, когда ряды или группы скважин последовательно двигаются в направлении восстания пласта; 3) по простиранию, когда первую группу скважин закладывают вкрест простирания пласта, а дальнейшие группы скважин задают в направлении простирания пласта.

3.3. Системы размещения добывающих скважин рядами

Сопоставляя элементы схемы систем размещения скважин рядами (рис. 136), можно разделить системы по форме рядов на две группы: с незамкнутыми и с замкнутыми (кольцевыми) рядами.

Системы с незамкнутыми рядами применяют при разработке залежей нефти литологического и стратиграфического типов, а также на очень узких залежах нефти, приуроченных к антиклинальным складкам. Ряды скважин закладывают параллельно движущемуся контуру воды.

Замкнутые ряды скважин располагают вдоль начального контура воды на залежах пластового типа, приуроченных к антиклинальным складкам и структурам платформенного типа.

По взаимному расположению ряды и скважины могут иметь выдержанные и невыдержанные расстояния. В первом случае на всех участках сохраняются одинаковые расстояния между рядами и между скважинами в рядах. Но сами расстояния между рядами и между скважинами могут быть неодинаковыми.

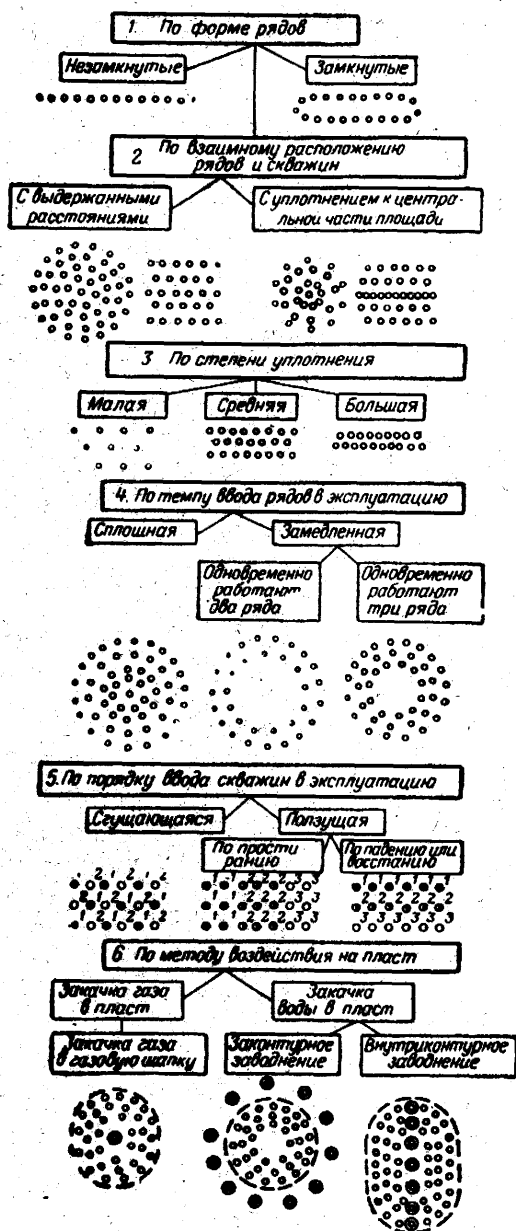


Рис. 136. Схема систем размещения добывающих скважин рядами

Обычно разработку начинают системой с редкой сеткой скважин с выдержанными расстояниями, но в процессе разработки система претерпевает изменения и может превратиться в систему с невыдержанными расстояниями и с более плотным размещением скважин. Так, на II этапе эксплуатации залежи нефти в условиях водонапорного или упруго-водонапорного режима обводнившиеся краевой водой наружные ряды скважин выключают (рис. 137). Добыча нефти при этом снижается, так как остаются три ряда скважин. С целью некоторого повышения уровня добычи нефти может быть уплотнен центральный ряд скважин, находящийся под воздействием напора краевых вод с двух сторон. На III этапе в эксплуатации остается один центральный ряд скважин, который может быть еще дополнительно уплотнен.

Наряду с уплотнением рядов скважин может осуществляться и бурение уплотняющих скважин вне рядов, в местах формирования челиков нефти вследствие неоднородности пласта и его прерывистости, для чего в технологических схемах и проектах разработки предусматривается специальный резерв проектных скважин. С целью извлечения нефти из челиков также за счет резервного фонда бурят нагнетательные скважины («очаговые» нагнетательные скважины).

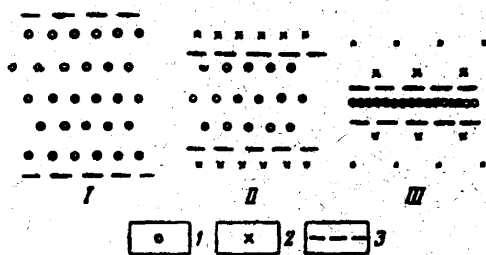


Рис. 137. Этапы разработки узкой залежи нефти

Скважины: 1 — добывающие; 2 — обводнившиеся; 3 — контур воды

3.4. Геологические условия, влияющие на выбор системы размещения скважин

На выбор рациональной системы размещения скважин оказывают влияние форма и величина залежи нефти и особенно геолого-физические параметры пласта, а также режим пласта.

Залежи нефти всех типов, характеризующихся хорошей проницаемостью и большой продуктивностью и разрабатываемых в условиях напорных режимов, рекомендуется разрабатывать рядами скважин, закладываемыми параллельно контуру нефтеносности при водонапорном режиме или контуру газоносности при газонапорном режиме.

Залежи нефти, подстилаемые на всей площади подошвенной водой (массивного типа и сводовые нефтегазовые залежи), даже при наличии водонапорного режима рекомендуется разрабатывать равномерной сеткой скважин.

Залежи нефти с плохой проницаемостью коллекторов любых типов, при эксплуатации которых неизбежно проявляется режим растворенного газа, разрабатывают равномерной сеткой скважин. На некоторых залежах платформенного типа обширные водонефтяные части залежей следует разрабатывать равномерной сеткой скважин, тогда как чисто нефтяную часть площади — рядами скважин. Равномерную сетку скважин применяют также для разработки подгазовых частей залежи.

На сводовых нефтегазовых залежах, характеризующихся наличием в разрезе выдержанных по площади непроницаемых прослоев и довольно значительными углами наклона пласта, расстояние между скважинами по линии направления падения пласта может быть уменьшено тем больше, чем больше угол падения пласта, что позволит равномернее дренировать пласт.

Для того чтобы продлить добычу нефти из первых скважин, их следует располагать на большем расстоянии от контуров воды или газа. При недостаточной разведанности контуров может применяться система, ползущая одновременно вниз по падению и вверх по восстанию пласта от среднего ряда скважин, заложенных на крыле структуры.

Сгущающаяся система разработки дает худшие результаты в отношении нефтеотдачи при режиме растворенного газа по сравнению со сплошной

и ползущей системами. Однако в условиях напорных режимов этот недостаток отсутствует и начинают проявляться другие достоинства. Так, при сгущающейся системе при бурении скважин первой степени уплотнения уточняется геологическое строение пласта, устанавливается местоположение продуктивных и непродуктивных участков, что дает возможность более обоснованно расположить скважины второй степени уплотнения и избежать заложения неудачных скважин, которые могли быть получены при сплошной и ползущей системах разработки.

Таким образом, сгущающаяся система позволяет создать рациональную систему размещения скважин, наиболее полно учитывающую геологические особенности залежи нефти.

Следует отметить еще следующее достоинство сгущающейся системы. Дебиты скважин первой степени уплотнения вследствие разрежения значительно выше, чем при ползущей системе. Благодаря этому при одном и том же числе пробуренных скважин начальная добыча нефти при сгущающейся системе значительно выше, чем при ползущей.

§ 4. Геологические обоснования систем разработки нефтегазовых залежей

4.1. Системы разработки нефтегазовых залежей с использованием естественной энергии пласта

При разработке нефтегазовой залежи без поддержания давления нефть может продвигаться к забоям скважин за счет как расширения газовой шапки, так и внедрения в нефтяную залежь пластовой воды. Количество нефти, которое можно добыть за счет действия этих сил, во многом зависит от природных условий (соотношение объемов нефтяной и газовой залежей, величина начального пластового давления, проницаемости пласта и т. п.), а также от темпа отбора жидкости из пласта.

Как показали расчеты, проведенные во ВНИИ под руководством А. В. Афанасьевой, при объеме нефтяной залежи в 3 раза большем объема газовой шапки, за счет внедрения воды может быть добыто 74,32 % промышленных запасов нефти и за счет расширения газовой шапки — 15,5 %. Когда же, наоборот, объем газовой шапки в 3 раза больше объема нефтяной залежи, за счет продвижения воды будет добыто 51,2 % и за счет расширения газовой шапки 38,5 %. Когда же объем залежи нефти в 7 раз меньше объема газовой шапки (залежь представлена оторочкой), доля воды уменьшается до 33,5 %, а газа возрастает до 56,5 %.

На залежах нефти с большим пластовым давлением доля нефти, добываемой за счет напора воды, повышается, а на залежах нефти с ухудшенной проницаемостью и пьезопроводностью — значительно уменьшается.

Увеличение темпа отбора нефти из залежи ведет к более быстрому снижению пластового давления и более интенсивному расширению газовой шапки.

При разработке нефтегазовых залежей большое значение имеют высота нефтяной залежи и углы наклона пласта. В пологозалегающих пластах продвижение газонефтяного контакта сопровождается прорывами газа, что осложняет работу скважин. При больших углах наклона пластов и большой высоте нефтяной залежи условия работы скважин улучшаются и на вытеснение нефти значительное влияние оказывают гравитационные силы.

Так как коэффициент нефтеотдачи при промывке пласта водой значительно выше, чем при продувке газом, при разработке нефтегазовых залежей необходимо всемерно повышать долю нефти, добываемую за счет промывки водой. Этому, в частности, способствует система разработки при неподвижном газонефтяном контакте. При этой системе одновременно с добычей нефти осуществляется контролируемый отбор газа из газовой шапки, что позволяет частично использовать ресурсы газа газовой шапки на начальной

стадии разработки. Однако допустимая, точнее, технологически необходимая добыча газа непостоянна и резко уменьшается во времени.

Очень сложно применение этой системы в геологических условиях сводовых нефтегазовых залежей с активной подошвенной водой, в которых при значительной мощности пластов большинство скважин пересекает газовую шапку, нефтяную залежь и подошвенную воду. Близость контактных поверхностей нефть — газ и нефть — вода к фильтрам скважин способствует образованию конусов газа и воды.

При прорыве конуса газа дебит газа резко возрастает, а дебит нефти снижается. Если допустить эксплуатацию таких скважин, это очень быстро приведет к выпуску газа из газовой шапки и резкому падению пластового давления как в газовой шапке, так и в нефтяной залежи, а вместе с тем к еще большему снижению дебитов скважин. Наряду с этим вследствие падения давления в газовой шапке произойдет внедрение в нее нефти, что повлечет безвозвратную потерю части запасов нефти. Прорывы конуса воды также снижают дебит нефти, но значительно меньше, и такие скважины могут эксплуатироваться.

Таким образом, в основе системы разработки сводовых нефтегазовых залежей с активной подошвенной водой должно лежать преимущественное вытеснение нефти водой и предотвращение прорыва газового конуса в добывающие скважины при допустимом подъеме водяного конуса.

Для получения промышленной добычи нефти в указанных условиях требуется дополнительно, чтобы залежь нефти имела большую высоту, хорошую проницаемость пласта и невысокую вязкость нефти. Повышению эффективности разработки способствует присутствие в разрезе непроницаемых глинистых прослоев, увеличивающих анизотропию пласта.

4.2. Системы разработки нефтегазовых залежей при вводе в пласт дополнительной энергии

Система разработки при законтурном заводнении с поддержанием на границах залежи начального пластового давления. Эта система аналогична ранее описанной системе законтурного заводнения. Исключение состоит в том, что в нефтегазовых залежах запасы газа консервируются на весь срок разработки нефтяной части залежи.

Система разработки при внутриконтурной «барьерной» заводнении. При барьерном заводнении вода нагнетается в ряд скважин, расположенных вдоль или вблизи внутреннего контура газоносности. В результате закачки воды образуется водяной барьер, который отрезает газовую шапку от нефтяной залежи.

Этот метод имеет следующие преимущества перед законтурным заводнением: 1) возможность одновременной добычи нефти и газа; 2) меньший расход воды, затрачиваемой на добычу нефти, за счет частичного использования упругой энергии законтурной области на месторождениях с активной пластовой водой.

К недостаткам барьерного заводнения относятся возможные сильные осложнения из-за прорыва воды в добывающие скважины, в пластах характеризующихся большой неоднородностью, а также значительными углами падения, поэтому этот метод применим для разработки пологозалегающих залежей.

Закачка газа в газовые шапки как метод поддержания пластового давления малоперспективна для нефтегазовых залежей, так как вместо использования ресурсов газа нужно изыскивать дополнительные источники газоснабжения. Кроме того, в результате закачки газа в большинстве случаев происходит не улучшение технологических показателей, а их ухудшение, так как действие капиллярных сил способствует прорыву газа в отличие от выравнивания фронта воды при закачке воды. Кроме того, технически нагнетание газа сложно и требует сооружения дорогостоящих компрессорных станций и всех коммуникаций для подачи газа.

§ 5. Характеристика производительности нефтяных пластов и принципы установления норм отбора жидкости

5.1. Факторы, влияющие на величину начальных и текущих дебитов скважин

Производительность нефтяных пластов и скважин тесно связана с пластовым и забойным давлениями, а также с обводнением продукции или изменением газового фактора.

В процессе эксплуатации нефтяных пластов происходит изменение величины пластового давления и его распределение по площади. Если в прошлом при эксплуатации залежей на естественных режимах (режимах истощения) пластовое давление постепенно снижалось, то в настоящее время с внедрением методов воздействия на пласт и применением более мощных технических средств появилась возможность повышения давления даже выше начального. Все это оказывает различное влияние как на начальные, так и на текущие дебиты скважины и вместе с тем на общую текущую добычу нефти.

При эксплуатации скважин на разрабатываемой площади в пласте образуется общая воронка депрессии давления. Она возникает при всех режимах. Однако имеются характерные отличия в изменении воронок депрессии давления в процессе эксплуатации пластов для отдельных режимов.

В условиях чисто водонапорного режима глубина воронки депрессии давления изменяется лишь тогда, когда происходит изменение величины отбора жидкости или перераспределение его по площади. Если размещение скважин не меняется, увеличение отбора жидкости ведет к углублению воронки депрессии давления, т. е. к снижению динамического пластового давления на разрабатываемой площади (рис. 138, кривая 2), а снижение отбора жидкости — к уменьшению глубины воронки депрессии давления, т. е. к повышению динамического пластового давления (рис. 138, кривая 1). Углубление воронки депрессии давления происходит также при повышении отбора жидкости за счет увеличения числа скважин: чем теснее расположены скважины, тем больше отбор жидкости и воронка депрессии давления становится глубже.

Так как производительность (дебит) скважин зависит от разности между пластовым и забойным давлениями, то углубление общей воронки депрессии давления с увеличением как числа действующих скважин, так и общего отбора жидкости приводит к снижению начальных дебитов скважин. При этом на величину начальных дебитов значительное влияние оказывает уплотнение скважин на площади: чем больше уплотнение скважин, тем меньше начальный дебит скважин.

Поведение текущих дебитов скважин также тесно связано с изменением уплотнения скважин и общего отбора жидкости из пласта, определяющих глубину воронки депрессии давления.

Наличие воронки депрессии давления приводит к различным величинам пластового давления по отдельным группам скважин. Наиболее сниженное пластовое давление наблюдается в центральной части разрабатываемой площади. От этой части площади по направлению к периферии залежи пластовое давление от ряда к ряду возрастает. Если в скважинах установлены одинаковые величины забойного давления, то разница между пластовым

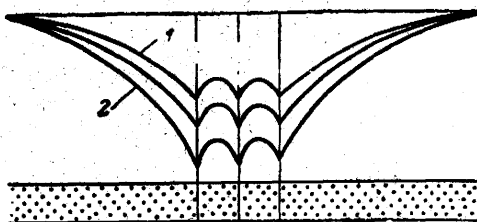


Рис. 138. Изменение воронки депрессии давления при водонапорном режиме в зависимости от уровня отбора жидкости

и забойными давлениями (Δp) оказывается наименьшей в скважинах внутреннего ряда и наибольшей — в скважинах наружного ряда.

Интересно рассмотреть случай, когда во всех скважинах установлены одинаковые дебиты при одинаковых перепадах давления Δp . В этом случае воронка депрессии давления сохраняется, но несколько изменяются величины пластового давления на одних и тех же участках. Величины же забойных давлений возрастают от скважин, расположенных во внутренней части залежи, к наружному ряду добывающих скважин. Общая суммарная текущая добыча жидкости оказывается значительно ниже, чем в случае установленных одинаковых забойных давлений, что объясняется меньшей средней величиной Δp в скважинах.

Поскольку скважины вводятся в эксплуатацию постепенно, воронки депрессии давления разрастаются и углубляются также постепенно. Это приводит к тому, что чем позже вступает в эксплуатацию скважина, тем меньше в ней величина Δp и тем ниже начальный дебит, т. е. величины начальных дебитов скважин тесно связаны со временем вступления их в эксплуатацию.

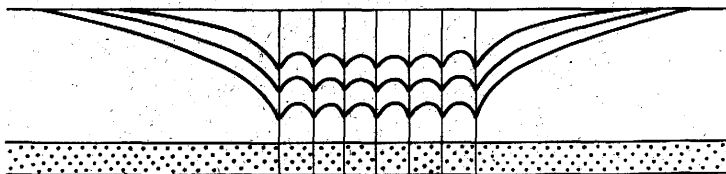


Рис. 139. Изменение воронки депрессии давления в процессе разработки в условиях упруго-водонапорного режима

Текущие дебиты скважин в период, когда осуществляется разбуривание залежи, не остаются постоянными, а постепенно уменьшаются по мере углубления воронки депрессии давления. Снижение текущих дебитов нефти происходит также за счет прогрессирующего обводнения скважин наступающей краевой или закачиваемой в пласт водой.

При этом можно наблюдать следующие характерные черты процесса. По мере выключения из эксплуатации полностью обводнившихся скважин число эксплуатирующихся скважин уменьшается, вместе с тем уменьшается взаимовлияние скважин, а средние дебиты жидкости скважин возрастают. Но, несмотря на это, в целом по залежи добыча жидкости снижается.

При упруго-водонапорном режиме процесс образования воронки депрессии давления усложняется, поскольку добавляется новый фактор — зависимость глубины воронки депрессии пластового давления от суммарного объема отобранной из пласта жидкости. Чем больше отобрано из пласта жидкости, тем глубже воронка депрессии давления. Причем здесь можно отметить следующую закономерность. Если число добывающих скважин и их размещение, а также отбор жидкости остаются постоянными, то происходит постепенное углубление воронки депрессии давления при сохранении градиентов давления в одних и тех же точках пласта.

На рис. 139 видно, что по мере отбора жидкости наряду с углублением воронки депрессии давления происходит увеличение ее размера по площади, т. е. в течение эксплуатации в разработку вовлекаются все новые участки пласта в законтурной области.

Как известно, при снижении пластового давления происходит упругое расширение жидкости и породы. Благодаря увеличению объема жидкости она движется к скважинам. Чем больше площадь снижения давления, тем больше жидкости поступает в скважины. В связи с этим при упруго-водонапорном режиме количество добываемой жидкости, приходящейся на единицу снижения давления, в течение разработки постепенно возрастает. Поэтому, когда текущая добыча жидкости остается постоянной, темп снижения пластового давления во времени постепенно уменьшается.

Весьма важную для добычи нефти закономерность можно установить, анализируя изменение воронки депрессии давления при разных уровнях отбора жидкости из пласта.

Уменьшение отбора жидкости из пласта приводит к уменьшению градиентов давления в пласте или, иначе говоря, к выполаживанию воронки депрессии давления. В соответствии с этим при одной и той же глубине воронки депрессии давления ее площадные размеры значительно возрастают, т. е. процесс снижения давления распространяется на больший объем пласта. Это приводит к увеличению количества добываемой жидкости на единицу понижения пластового давления на разрабатываемой площади.

Имеет также значение величина разрабатываемой площади. Чем она больше, тем меньше при том же отборе градиенты давления в пласте, т. е. положе воронка депрессии давления, и на единицу понижения давления добывается больше жидкости.

Таким образом, при упруго-водонапорном режиме при понижении давления в пласте на разрабатываемой площади может быть добыто разное количество жидкости. Причем чем ниже установлен уровень отбора жидкости, тем больше суммарно добывается нефти из пласта при одной и той же достигаемой величине снижения давления.

При упруго-водонапорном режиме изменение как текущих, так и начальных дебитов скважин существенно отличается от такового при водонапорном режиме. Это различие особенно проявляется в случае, когда в скважинах сразу устанавливается максимально допустимая депрессия давления, т. е. наименьшая величина забойного давления.

По мере углубления воронки депрессии давления с нарастанием суммарной добычи нефти пластовое давление на разрабатываемой площади понижается и вместе с тем уменьшается в скважинах разница между пластовым и забойным давлениями Δp , что приводит к постепенному снижению дебитов скважин. При водонапорном же режиме при неизменности размещения скважин и их забойных давлений дебиты остаются стабильными.

Большое значение при упруго-водонапорном режиме имеет время вступления новых скважин в эксплуатацию. Чем позже вводится скважина в эксплуатацию, тем ниже оказывается в ней начальное пластовое давление и тем меньше ее начальный дебит.

Таким образом, при упруго-водонапорном режиме начальные дебиты скважин зависят как от расстояний между скважинами, т. е. от уплотнения скважин, так и от суммарного количества отобранной из пласта жидкости, т. е. от времени вступления скважин в эксплуатацию. В процессе эксплуатации на уменьшение текущих дебитов скважин оказывают влияние понижение пластового давления и обводнение скважин наступающей краевой водой.

При газонапорном режиме процесс значительно усложняется, так как наряду с активным действием напора краевых вод проявляется дополнительная энергия газа, заключенного в газовой шапке, и растворенного газа, выделяющегося из нефти. В связи с этим отдельные части залежи могут испытывать преимущественное воздействие либо краевых вод (на части площади, примыкающей к контуру водоносности), либо напора газа (на части площади, примыкающей к газовой шапке).

Однако наряду с этим имеется и сходство с рассмотренными ранее режимами, которое проявляется в образовании общей воронки депрессии давления на разрабатываемой площади. Причем в характере роста воронки депрессии давления имеются общие черты с упруго-водонапорным режимом, за исключением того, что при правильном расходовании энергии газовой шапки пластовое давление снижается более медленно. Сохраняются характерные черты в изменении начальных дебитов скважин — снижение начальных дебитов по мере углубления воронки депрессии давления.

Снижение текущих дебитов скважин тесно связано с местоположением скважин в отношении контуров водоносности и газоносности. Скважины, приближенные к контуру водоносности, постепенно обводняются, т. е. характер изменения их дебитов такой же, как в скважинах, работающих в условиях

водонапорного и упруго-водонапорного режимов. Скважины, приближенные к газовой шапке, при прохождении контура газовой шапки загазовываются, т. е. в них резко возрастает содержание газа. Борьба в этих условиях с притоком газа в скважины чрезвычайно сложна и малоэффективна, вследствие чего газозаванные скважины приходится исключать из эксплуатации.

В связи с этим в целях повышения эффективности разработки пластовых нефтегазовых залежей предложена система разработки при неподвижном положении газонефтяного контакта.

В сводовых нефтегазовых залежах наряду с общей воронкой депрессии давления около каждой скважины образуются воронки поверхностей контактов нефть — газ и нефть — вода. В этих условиях начальные дебиты скважин, а также их дальнейшее изменение в значительной степени зависят от величины нефтенасыщенной мощности пласта в скважине, проницаемости и анизотропии пласта. Так как во избежание прорыва газового и водяного конусов депрессию в скважинах сильно ограничивают, то величины начальных дебитов скважин, пробуренных в разное время, при прочих равных условиях очень близки, так же как и близок темп снижения дебитов в процессе эксплуатации.

При режиме растворенного газа взаимовлияние скважин затруднено вследствие действия растворенного газа, выделяющегося из нефти, при понижении давления вокруг скважины. Это приводит к образованию локальных воронок депрессии давления вокруг каждой скважины. По мере отбора нефти и газа происходит как углубление, так и расширение локальных воронок депрессии давления. При достаточно продолжительной эксплуатации скважин локальные воронки депрессии давления сливаются и образуется одна общая воронка.

Однако распределение давления по площади пласта зависит не только от текущих дебитов (как при вышеописанных режимах), но и от суммарного отбора из пласта нефти и газа. Обычно после окончания разбуривания залежи наибольшее понижение давления наблюдается в районе первых вступивших в эксплуатацию скважин, из которых добыто максимальное количество нефти и газа, хотя текущие дебиты этих скважин к этому моменту значительно снизились.

Величины начальных дебитов тесно связаны с предыдущей историей участка, где расположена скважина. Если на этот участок еще не распространилось влияние воронки депрессии давления соседних скважин, то она вскрывает пласт в условиях начального пластового давления при максимально возможном начальном дебите в соответствии с геолого-физической характеристикой пласта. Если на данный участок распространилось влияние соседних скважин, то давление в скважине при вскрытии ею пласта оказывается уже сниженным, а вместе с этим уменьшен и начальный дебит.

Изменение текущих дебитов тесно связано с величиной дебитов и степенью уплотнения скважин. Чем выше дебит и чем больше уплотнение скважин, тем быстрее первый снижается.

При законтурном и внутриконтурном заводнении путем поддержания пластового давления создаются благоприятные условия, близкие или идентичные водонапорному режиму. Путем применения одновременно методов интенсификации добычи за счет повышения градиентов давления в пласте можно увеличить средние дебиты скважин и текущую добычу нефти.

Неоднородность пласта оказывает значительное влияние как на величину дебитов отдельных скважин, так и на общую добычу жидкости.

На рис. 140 даны карты изобар, полученные на электроинтеграторе для неоднородного по проницаемости пласта.

По данным рис. 140, а скважины внутреннего ряда 2 и 3, попавшие на участок с ухудшенной проницаемостью до $k_{пр}=12 \cdot 10^{-14}$ м², имеют очень небольшой дебит. Заниженными оказались дебиты и в скв. 9, 10, 16, 17, 18, попавших в ухудшенную зону пласта; по сравнению с дебитами скважин тех же рядов, но расположенных на площади с хорошей проницаемостью.

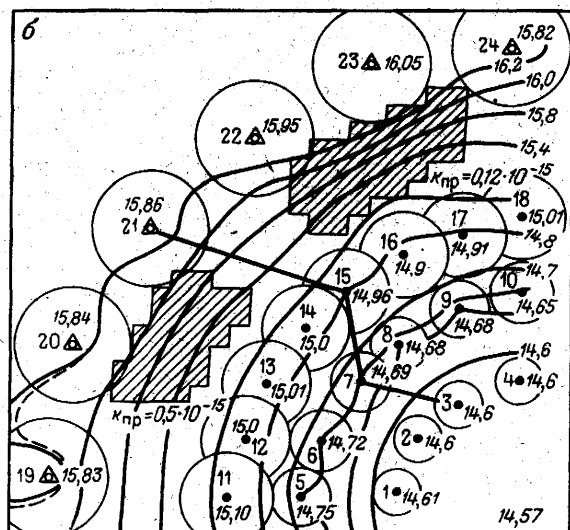
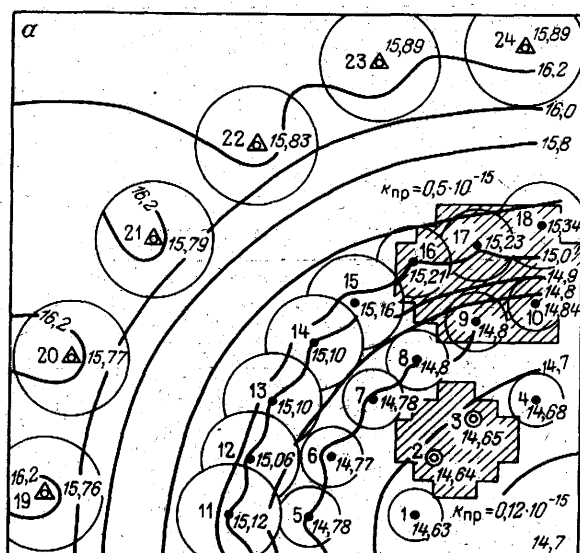


Рис. 140. Карты изобар (в МПа) при наличии участков с ухудшенной проницаемостью (показаны штриховкой)

а — внутри разрабатываемой площади; б — между нагнетательными и добывающими скважинами

В случае, изображенном на рис. 140, 6, все добывающие скважины попали в хорошо проницаемую часть пласта. Но наряду с этим в пласте имеются участки с ухудшенной проницаемостью на площади между нагнетательными и добывающими скважинами, что привело к снижению дебитов добывающих скважин. Особенно сильно снизились дебиты скв 16, 17, 9 и 8 вследствие экранирования потока жидкости участком с ухудшенной проницаемостью до $12 \cdot 10^{-14}$ м².

Общая добыча жидкости и величины средних дебитов скважин по рядам для всех трех рассмотренных выше случаев приведены в табл. 45.

Таблица 45

Добыча и дебиты скважин

Пласт	Общая добыча жидкости, т/сут	Средние дебиты скважин, т/сут		
		первого ряда	второго ряда	третьего ряда
Однородный	1842,6	161,7	69,5	33,0
Неоднородный:				
рис. 140, а	1691,4	153,5	60,7	24,7
рис. 140, б	1683,2	150,9	60,2	28,7

Полученные данные показывают, что площадьная неоднородность пласта по проницаемости может оказать значительное влияние на дебиты отдельных скважин и менее значительное, но достаточно ощутимое влияние на общую добычу нефти и средние дебиты скважин.

Прерывистость пласта, обусловленная его линзовидностью или дизъюнктивными нарушениями, еще больше осложняет разработку. В этих условиях на нефтеносной площади встречаются участки, на которых скважины оказываются непродуктивными вследствие отсутствия пласта или его плохой характеристики. Кроме того, прерывистость пласта может сильно затруднить или даже нарушить связь отдельных участков пласта с законтурной областью или линией нагнетания воды, поэтому эти участки будут характеризоваться менее эффективным режимом.

Занижены также дебиты скважин на участках, где не вся мощность пласта насыщена нефтью (на участках с так называемой водоплавающей частью залежи, где в подошве пласт насыщен пластовой водой, а также с подгазовой частью залежи, где верхняя часть пласта насыщена газом).

Дебиты скважин зависят также от совершенства их забоев. Чем совершеннее забой скважин, тем выше дебит при тех же забойных давлениях.

5.2. Характеристика производительности пластов при различных режимах

Период эксплуатации залежей нефти, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, подразделяют в настоящее время на следующие четыре стадии.

Первая стадия (освоение эксплуатационного объекта) характеризуется ростом добычи нефти при небольшой обводненности продукции. На этой стадии разбуривают основной фонд скважин и осваивают системы заводнения. Стадия заканчивается получением максимального уровня добычи нефти.

Вторая стадия (поддержание достигнутого наибольшего уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти, нарастанием обводненности продукции к концу периода и соответственно (при начальном фонтанном способе эксплуатации) переходом к механизированному способу эксплуатации скважин.

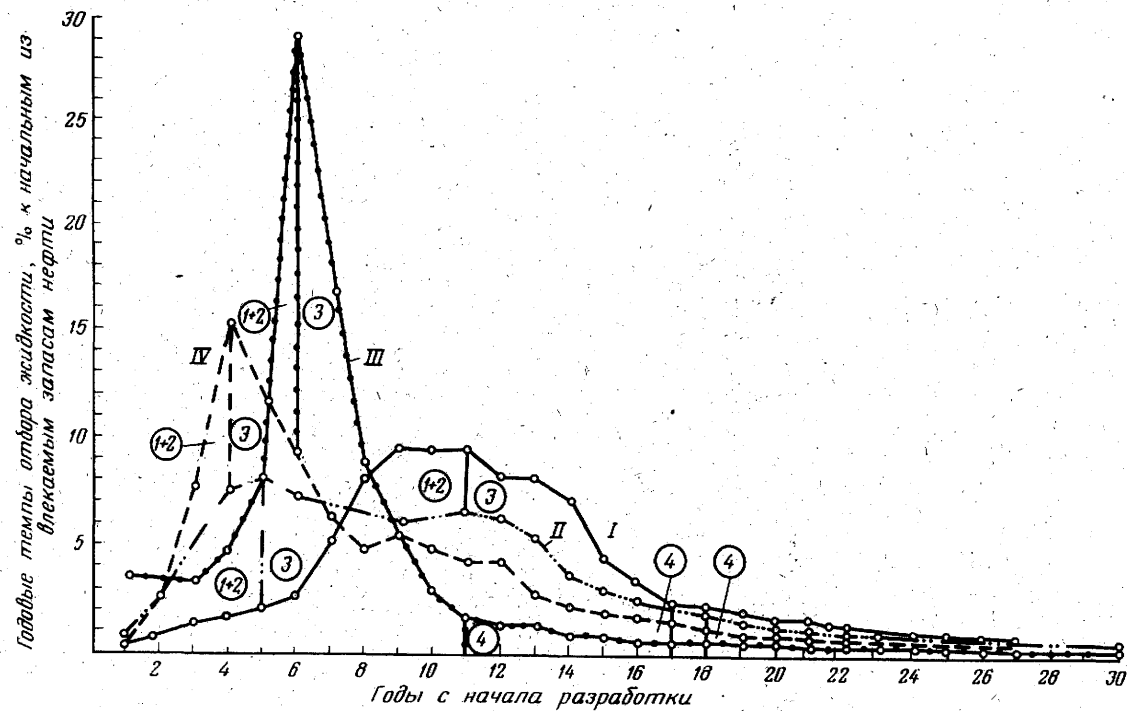


Рис. 141. Динамика годовых темпов добычи нефти из залежей с разными характеристиками (цифры в кружках — стадии разработки) для месторождений (I-IV)

Третья стадия (значительное снижение добычи нефти) характеризуется прогрессирующим обводнением продукции, снижением добычи нефти на 10—15 % в год, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ эксплуатации, выбытием значительной части скважин из действующего фонда.

Четвертая стадия (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими, медленно снижающимися уровнями добычи нефти, высокой обводненностью всех скважин и добываемой из объекта продукции.

Первая и вторая стадии, в течение которых отбирается основная часть запасов и сохраняются сравнительно высокие темпы отбора начальных запасов, составляют основной период разработки; третья и четвертая стадия, соответствующие падению добычи нефти, — поздний период разработки.

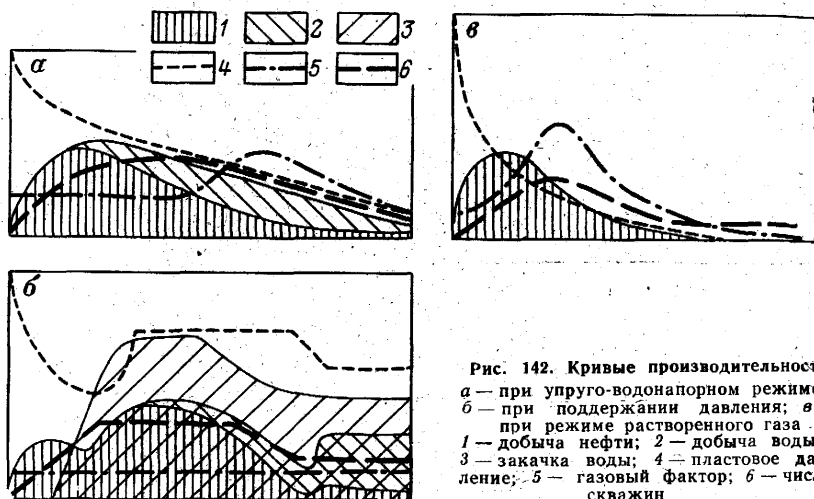


Рис. 142. Кривые производительности
а — при упруго-водонапорном режиме;
б — при поддержании давления; в —
при режиме растворенного газа
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды;
3 — закачка воды; 4 — пластовое давление;
5 — газовый фактор; 6 — число скважин

В некоторых случаях максимальная добыча нефти удерживается очень непродолжительное время и вторая стадия отсутствует (рис. 141).

Пластовое давление в течение эксплуатации меняется следующим образом.

На первой стадии происходит снижение пластового давления в соответствии с ростом добычи нефти. В течение второй стадии давление стабилизируется, а на третьей стадии в связи с падением добычи жидкости пластовое давление растет. К началу четвертой стадии благодаря повышению пластового давления создаются благоприятные условия для форсированного отбора жидкости. Внедрение с этого момента форсированного отбора жидкости позволяет увеличить довольно значительно отбор жидкости (в 2—3 раза), а вместе с тем соответственно и добычу нефти. Но затем в результате возрастания обводнения скважин добыча нефти снижается. Газовый фактор при эксплуатации в условиях водонапорного режима остается постоянным. При эксплуатации в условиях упруго-водонапорного режима на первой стадии также происходит рост добычи нефти в соответствии с увеличением числа эксплуатационных скважин.

На второй стадии для удержания добычи жидкости приходится продолжать вводить в эксплуатацию все новые и новые скважины, при этом пластовое давление неуклонно снижается. Если не принимаются специальные меры по поддержанию пластового давления, но при его падении на разрабатываемой площади ниже давления насыщения режим переходит в смешанный с преобладанием режима растворенного газа в центральной части разрабатываемой площади и упруго-водонапорного — в приконтурной.

Кривая производительности для этого случая показана на рис. 142, а.

Следует уточнить, что на первом этапе, как и в условиях водонапорного режима, рост добычи нефти зависит от числа скважин, вводимых в эксплуатацию. Но в отличие от водонапорного режима абсолютный рост добычи нефти может быть разным в зависимости от темпа ввода скважин в эксплуатацию. Чем медленнее темп ввода скважин в эксплуатацию, тем ниже достигаемая текущая добыча нефти, что связано с получением более низких начальных дебитов скважин.

Вследствие быстрого падения пластового давления и среднего дебита скважин добыча нефти, достигнув максимума, начинает понижаться, иногда несмотря на то что число добывающих скважин еще продолжает расти. Довольно быстрому снижению добычи нефти способствует и обводнение приконтурных скважин краевой водой.

Падение давления на разрабатываемой площади на третьем этапе ниже давления насыщения приводит к уменьшению темпа пластового давления за счет перехода части газа из растворенного в свободное состояние. Вместе с тем появление газовой фазы способствует уменьшению эффективной проницаемости для нефти и более быстрому темпу снижения дебитов скважин. При этом происходит рост газового фактора в скважинах, расположенных на центральной части разрабатываемой площади, а вместе с тем и среднего газового фактора по залежи.

На четвертом этапе темп снижения пластового давления, а также добычи нефти и жидкости замедляется, а газовый фактор начинает снижаться.

На рис. 142, б отражен случай, когда разработка залежи нефти была начата без поддержания давления в условиях упруго-водонапорного режима, причем вследствие быстрого падения пластового давления и снижения средних дебитов скважин добыча нефти, достигнув максимума, начала снижаться. Переход на режим растворенного газа не был допущен благодаря закачке воды в законтурную область пласта. Ввиду запоздания с закачкой воды относительный объем ее был доведен до $1,7 \text{ м}^3$ воды на 1 т нефти вместо $1,35 \text{ м}^3$ на 1 т , который требовался для компенсации отбираемого объема нефти, замеренного в пластовых условиях. Превышение закачки жидкости в пласт над ее отбором из пласта привело к постепенному росту пластового давления, а вместе с тем к росту добычи нефти, которая достигла более высокого максимума, чем в условиях упруго-водонапорного режима. При появлении воды добыча нефти, а затем и жидкости стала снижаться. В соответствии с этим снижалась и закачка воды в пласт, в темпах обеспечивающих сохранение пластового давления на одном и том же уровне. На четвертой стадии разработки был осуществлен форсированный отбор жидкости.

При режиме растворенного газа на первом этапе разработки, когда осуществляется бурение добывающих скважин, добыча нефти в результате одновременного снижения начальных дебитов скважин вследствие их уплотнения и значительного снижения дебитов в процессе эксплуатации скважин вследствие снижения пластового давления нарастает по выполаживающейся кривой и достигает максимума, когда вводится в эксплуатацию только часть скважин (рис. 142, в). После этого прирост добычи нефти за счет ввода новых скважин уже не покрывает снижения добычи по группе введенных ранее скважин и добыча нефти начинает на втором этапе снижаться. Газовый фактор, минимальный в первых скважинах, начинает резко нарастать к концу этапа. На третьем этапе при постоянном числе скважин, находящихся в эксплуатации, добыча нефти быстро снижается, а газовый фактор становится максимальным. Вследствие сильного снижения дебитов нефти скважины постепенно выходят из эксплуатации и соответственно падает добыча нефти. Газовый фактор, постепенно снижаясь, уменьшается к концу этапа до значений, меньших начального газового фактора.

Описанные выше характерные особенности в изменении производительности нефтяных пластов и скважин обусловлены их объективной связью с природными условиями нефтяного пласта, способствующими развитию того или иного режима работы пласта. В процессе эксплуатации залежей возможен переход одного режима в другой, обычно менее эффективный (напри-

мер, водонапорного или упруго-водонапорного в газонапорный или растворенного газа). При правильном установлении текущего режима эксплуатации нефтяного пласта в соответствии с его добычными возможностями можно задерживать переход на менее эффективный режим, а путем воздействия на пласт с помощью закачки воды воспрепятствовать этому переходу.

Эффективность даже такого режима, как газонапорный, может быть повышена, если своевременно принять меры к экономичному расходованию энергии сжатого газа или если вести эксплуатацию при неподвижном газонефтяном контакте, т. е. в условиях вытеснения нефти водой.

Таким образом, рациональная разработка нефтяных пластов немислима без регулирования режима текущей эксплуатации пластов и скважин. С применением заводнения возникают новые задачи. Чтобы получить запланированную добычу нефти, необходимо закачивать определенный объем воды, причем вследствие упругих сил пласта перераспределение давления происходит не сразу, а через некоторый промежуток времени. Поэтому необходимо увеличивать закачку воды заблаговременно или закачивать увеличенные объемы воды для повышения пластового давления. При этом возникает новая задача рационального распределения закачки воды по нагнетательным скважинам.

Для того чтобы на протяжении всего периода разработки нефтяного пласта обеспечить его рациональную эксплуатацию, необходимо нормировать отборы нефти и жидкости, а также закачку воды как по пласту в целом, так и по отдельным скважинам.

5.3. Принципы установления норм отбора жидкости

Устанавливаемые нормы отборов нефти из пластов и отдельных скважин должны способствовать выполнению и перевыполнению планов по добыче нефти и получению максимальной суммарной нефтеотдачи пластов, а также улучшению экономических показателей разработки.

При установлении норм отборов нефти из пластов необходимо учитывать геолого-технические особенности каждого продуктивного пласта, а также силы, под действием которых происходит вытеснение нефти из пласта. Такие условия рациональной эксплуатации, как способ эксплуатации скважин, соотношение объемов отбираемой жидкости и закачиваемого рабочего агента, величины забойных и устьевых давлений и возможные отклонения от них, максимально допустимый процент обводненности скважин и др., устанавливают путем сравнения технико-экономических показателей возможных вариантов разработки при ее проектировании или анализе.

Перед тем как установить норму отбора по пласту, необходимо произвести анализ и выяснить, какие будут необходимы величины пластовых и забойных давлений, какая часть добычи может быть получена фонтанным способом и какая механизированным, какое количество жидкости необходимо пропустить через обезвоживающие и обессоливающие установки. Полученные данные должны быть сопоставлены с возможностями механизированной добычи. Если возможности механизированной добычи окажутся меньше, то должны быть спроектированы и выполнены соответствующие мероприятия по интенсификации добычи нефти или по увеличению возможностей механизированной добычи. Подобные мероприятия необходимо осуществлять и в отношении обезвоживающих и обессоливающих установок. Наряду с этим должны быть разработаны соответствующие мероприятия, способствующие увеличению и поддержанию дебитов скважин.

Особое внимание надо обращать на проектирование таких мероприятий по интенсификации добычи нефти, которые не только повышают уровень добычи нефти, но и улучшают экономику разработки.

В условиях применения законтурного и внутриконтурного заводнения особо рекомендуются такие высокоэффективные мероприятия, как повышение давления в пласте на линиях или зонах нагнетания воды и снижение забойных давлений скважин ниже давления фонтанирования, в том числе и ниже давления насыщения.

До недавнего времени наиболее экономичным считался фонтанный способ добычи нефти. Практика работ в восточных районах на высокодебитных месторождениях показала, что если при понижении забойных давлений в скважинах ниже давления фонтанирования с переходом на эксплуатацию погружными электроцентробежными насосами происходит значительное увеличение дебитов, то себестоимость добычи нефти снижается. Таким образом, указанное мероприятие в описанных условиях приводит не только к повышению добычи нефти, но и к улучшению экономических показателей.

Если запланированная добыча нефти по объему окажется меньше проектной, то выясняют причины недобора нефти; вызвано ли это худшими параметрами нефтяного пласта по сравнению с принятыми в проекте разработки или отступлениями от принятых в проекте технологических условий. Если недобор добычи является следствием отступления от проектных технологических условий, необходимо принять меры для достижения проектной добычи.

Необходимость пересмотра норм отборов нефти в сторону увеличения может возникнуть в том случае, когда условия эксплуатации объекта улучшились благодаря таким мероприятиям, как увеличение объемов закачки воды, повышение давления в пласте на линиях или зонах нагнетания воды, приближение фронта закачки воды, организация новых линий внутриконтурного заводнения и др.

Возможность увеличения норм отборов в подобных случаях может быть четко установлена по повышению пластовых, забойных или буферных давлений в фонтанных скважинах и динамических уровней в глубиннонасосных скважинах.

Изучение вопроса о пределах снижения давления показало, что, если нефть в конечном счете будет вытеснена из пласта водой, пластовое давление можно снижать ниже давления насыщения на 15—20 % и забойное до 25 %.

При установлении норм добычи по скважинам необходимо соблюдать условие, чтобы сумма норм по действующим скважинам была равна норме отборов нефти по пласту. Существует два вида норм отборов по скважинам и пластам: основная и техническая. Под основной нормой следует понимать максимальный дебит скважин или пласта, допускаемый условиями рациональной эксплуатации нефтяных месторождений и обеспечиваемый продуктивной характеристикой скважин (потенциальная норма).

Другая норма, техническая, устанавливается на каждый месяц исходя из технической возможности оборудования. Однако технические нормы должны базироваться на потенциальных возможностях скважин и предусматривать мероприятия по повышению текущих дебитов скважин.

При установлении норм добывающие скважины подразделяют на две категории: с неограниченным отбором и с ограниченным отбором.

В категорию скважин с неограниченным отбором включают:

а) малodeбитные скважины, эксплуатирующие истощенные пласты, в которых при существующих темпах отбора нефти динамический уровень снижается до кровли пласта;

б) скважины с низким пластовым давлением, которые удалены от контуров газоносности или водоносности и в которых создание максимально возможных депрессий (равных по величине пластовому давлению) не приводит к чрезмерному прокобообразованию, росту газовых факторов и степени обводненности добываемой нефти;

в) скважины, эксплуатирующие сильнообводненные пласты по методу форсированного отбора со средней обводненностью выше 80 % при отсутствии осложнений вследствие прокобообразования.

По перечисленным скважинам технические нормы устанавливают исходя из их потенциального дебита и максимальных возможностей оборудования.

По регулируемым скважинам ограничение дебитов скважин и суммарного отбора нефти по пласту производят с целью:

а) обеспечения регулирования приконтурных обводняющихся скважин;

б) предотвращения образования конусов обводнения на площадях с подошной водой и газовых конусов на нефтегазовых залежах;

- в) сокращения добываемого из пласта объема воды для стабилизации пластового давления;
- г) обеспечения заданного положения газонефтяного контакта;
- д) предотвращения выпуска газа из газовой шапки через скважины, расположенные близко к контуру газоносности;
- е) сокращения средних газовых факторов по пластам, в которых формируется вторичная газовая шапка;
- ж) ограничения выноса песка, если это ведет к частым простоям скважин;
- з) предотвращения сломов колонн и нарушений герметичности тампонажа.

Нормы отборов нефти по скважинам устанавливают в соответствии с продуктивностью скважины, характером индикаторной кривой и допустимой депрессией забойного давления.

Глава XVII

ОСНОВНЫЕ СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ И СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ

§ 1. Основные стадии проектирования разработки, назначение и содержание проектных документов

На раннем, дореволюционном этапе развития нефтяной промышленности разработка нефтяных месторождений была примитивной и в большинстве случаев осуществлялась почти без всякого геологического обоснования. Неудовлетворительное состояние разработки усугублялось и тем, что вся нефтяная промышленность была сосредоточена в руках частных фирм, конкурирующих между собой.

За годы Советской власти картина резко изменилась. Большое внимание было уделено росту технической оснащенности предприятий нефтяной промышленности и внедрению научного подхода к вопросам проектирования и разработки нефтяных месторождений. Впервые был осуществлен переход от разработки случайных пластов к разработке пластов и горизонтов, выделенных на основании специальных геологических исследований; предложены первые системы разработки.

1.1. Стадии проектирования разработки месторождения

В начале 40-х гг. в Московском нефтяном институте (ныне МИНХиГП им. И. М. Губкина) был выдвинут принцип комплексного решения методических и прикладных задач разработки нефтяных месторождений с привлечением трех отраслей знаний: нефтепромысловой геологии, подземной гидродинамики и отраслевой экономики. Этот принцип послужил основой для создания методики проектирования и разработки нефтяных месторождений, в которой впервые рекомендовалось применение двухстадийного проектирования, способствующего быстрейшему освоению месторождений.

Указанная рекомендация в дальнейшем получила более полное развитие и научное обоснование в монографии [«Проектирование...», 1962]. В этой монографии отмечается, что «...достаточно четко выявился основной порядок проведения проектирования, который состоит из ряда этапов». На первом из этих этапов важно провести тщательное геолого-геофизическое изучение залежи; на втором этапе, используя в качестве исходных данные предыдущего этапа, путем гидродинамических расчетов или моделирования надлежит установить, как будет протекать процесс вытеснения нефти при применении различных систем разработки и каковы при этом будут основные технологические показатели разработки и технические возможности реализации этих си-

стем. На третьем этапе необходимо осуществить технико-экономическую оценку рассмотренных систем разработки.

Такой порядок проектирования требует длительного изучения залежи, что связано с проведением большого объема работ по ее разведке, оконтуриванию, опробованию и т. п. Соответственно задерживается обустройство месторождения и пуск его в эксплуатацию. Поэтому для ускорения такого рода работ был принят принцип двухстадийного проектирования, согласно которому на первой стадии рекомендуется составлять технологическую схему разработки, базирующуюся на относительно небольшом фактическом материале, получаемом в результате проведения комплекса разведочных работ и опытной эксплуатации скважин. В ряде случаев для крупных месторождений с целью более правильного и обоснованного осуществления такой эксплуатации составляется специальный проект (план) пробной эксплуатации, а технологической схеме предшествует принципиальная схема разработки.

В результате реализации на практике мероприятий, спроектированных в технологической схеме, накапливается значительный объем фактического материала, позволяющий более полно и обстоятельно изучить особенности строения месторождения. В результате появляется возможность перехода ко второй стадии проектирования, к составлению проекта разработки.

По отдельным месторождениям в случае необходимости составляются уточненные проекты разработки, а также проекты доработки на отдельные участки, недостаточно полно охваченные процессом разработки.

Проект и технологическая схема разработки нефтяного месторождения являются основными документами, по которым нефтегазодобывающие объединения осуществляют весь комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из пласта, контролю за процессом разработки, охране недр и окружающей среды. Они служат также исходными данными для составления текущих пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа, планирования объемов буровых работ и капиталовложений по месторождению, району и отрасли в целом, выполнения технико-экономического обоснования (ТЭО) на обустройство месторождения. Все указанные выше проектные документы разрабатываются специализированными научно-исследовательскими институтами, технологическими отделами и другими подразделениями производственных объединений.

Необходимость и обязательность участия перечисленных организаций в работах по проектированию и составлению проектных документов регламентируется соответствующими руководящими документами, инструкциями и положениями Министерства нефтяной промышленности. Организация, составляющая проектные документы, ведет ежегодный авторский надзор за выполнением требований, изложенных в этих документах, и является наряду с нефтедобывающим объединением ответственной за достижение проектных уровней добычи нефти и соблюдение технологических условий проекта или схемы.

Уточненные проекты разработки составляются перед очередной планируемой пятилеткой. Изменение проектных решений допускается только по согласованию с руководителем проекта.

1.2. Назначение проектных документов и требования к ним

Назначение проектных документов состоит в обеспечении оптимальных решений проблемы разработки месторождения с учетом геологических, географо-экономических, технологических и технических условий.

Требования к проектным документам различны и зависят от степени изученности месторождения.

План (проект) пробной эксплуатации месторождения (залежи)

План пробной эксплуатации — документ, который составляется для изучения исходных данных, используемых в технологической схеме разработки нефтяных месторождений.

В плане пробной эксплуатации требуется:

- рассмотреть состояние фонда пробуренных скважин;
- провести анализ результатов опробования, эксплуатации и промышленного исследования скважин;
- систематизировать данные исследования глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;
- систематизировать предварительные сведения о начальном пластовом давлении, температурном поле залежи, естественном режиме работы пластов и провести их анализ;
- обосновать число и местоположение разведочных и опережающих добывающих скважин, рекомендуемых для опытной эксплуатации;
- составить план пробной эксплуатации скважин;
- изучить неоднородность пластов и возможность проведения пробной закачки воды в эти пласты;
- составить план комплексного исследования пластов и скважин.
- обосновать общие положения о выделении эксплуатационных объектов и возможность осуществления системы разработки.

Принципиальная схема разработки месторождения

Принципиальная схема разработки предназначена для выбора основных показателей системы разработки многопластового (многогоризонтного) или однопластового, но крупного по запасам и площади распространения нефтяного месторождения с целью обеспечения рациональной его разработки.

В принципиальной схеме требуется обосновать:

- рациональное выделение эксплуатационных объектов и площадей разработки;
- системы воздействия и размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- добычные возможности эксплуатационных объектов и оптимальное распределение добычи нефти во времени по этим объектам;
- очередность ввода эксплуатационных объектов и площадей в разработку;
- способ, режим бурения, конструкцию добывающих и нагнетательных скважин;
- технику и технологию добычи нефти;
- технико-экономические показатели рационального варианта разработки месторождения;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Технологическая схема разработки месторождения нефти

Технологическая схема разработки составляется для обоснования рациональной системы разработки:

- месторождения со сложным геологическим строением, среднего по величине запасов и по площади распространения;
- отдельных площадей и эксплуатационных объектов крупных месторождений, выделенных согласно принципиальной схеме;
- опытно-промышленных участков (площадей) с применением различных методов повышения нефтеотдачи пласта.

В технологической схеме разработки требуется:

- обосновать выделение эксплуатационных объектов;
- обосновать необходимость и вид воздействия на залежь нефти;
- обосновать систему разработки;
- определить динамику технологических и технико-экономических показателей на весь период разработки, на перспективу 10—15 лет с учетом темпа и последовательности разбуривания, методов повышения коэффициента нефтеотдачи, числа резервных скважин;
- обосновать способ режима бурения, конструкцию добывающих и нагнетательных скважин, технику и технологию добычи нефти;

— наметить мероприятия по контролю за реализацией запроектированного процесса разработки месторождения с учетом охраны недр и окружающей среды.

Проект разработки месторождения нефти

Проект разработки составляется для:

— уточнения системы разработки месторождения, введенного в разработку на основании технологической схемы;

— обоснования рациональной системы разработки месторождения, еще не введенного в разработку и характеризующегося сравнительно простым геологическим строением или незначительными запасами нефти.

В проекте разработки месторождения, введенного в разработку на основании технологической схемы разработки, необходимо уточнить:

— эксплуатационные объекты;

— систему воздействия;

— число и расположение скважин основного и резервного фондов;

— технологические, технические и технико-экономические показатели разработки по годам на основной период и на весь срок разработки с учетом применения различных методов повышения нефтеотдачи;

— конечную нефтеотдачу;

— мероприятия по контролю за реализацией запроектированного процесса разработки с учетом охраны недр и окружающей среды.

В проекте разработки месторождения, не введенного в разработку и характеризующегося сравнительно простым геологическим строением или незначительными запасами нефти, необходимо выполнить требования, предъявляемые к технологической схеме разработки нефтяного месторождения.

§ 2. Составление геологической основы (геологической части) проектирования разработки нефтяного месторождения

Геологическая часть для проектирования разработки нефтяного месторождения составляется на основании всех исходных данных, получаемых в результате проведения на месторождении комплекса геологоразведочных работ, пробной эксплуатации, бурения добывающих скважин, а также сведений, использованных в подсчете запасов нефти и газа, утвержденных в ГКЗ. Учет этих сведений обязателен.

Указанные данные и сведения, как правило, соответствующим образом обрабатываются с целью получения необходимого для проектирования разработки комплекса параметров и показателей, а также графических приложений, таблиц и т. п.

Следует отметить, что геологическая часть, помещаемая в различных проектных документах, характеризуется в основном одним и тем же содержанием. Неодинаковой будет только степень обоснованности и достоверности используемых данных, что зависит от имеющегося числа исходных данных, т. е. связано со стадийностью проектирования.

Геологическая часть освещается в определенной последовательности, устанавливаемой соответствующими руководящими документами (регламент, инструкция и т. п.).

Вначале в краткой форме приводится общая геологическая характеристика месторождения, а затем более подробно геологическая характеристика продуктивного пласта (горизонта, эксплуатационного объекта), для которого составляется проектный документ.

2.1. Примерная схема описания общей геологической характеристики месторождения

Геологическое описание месторождения начинается с изложения орографии и геоморфологии, в котором освещаются все особенности наземного рельефа — альтитуды, определяющие размах рельефа; характеристика

возвышенностей и их склонов, увязанная с морфологическими особенностями и составом пород, слагающих разрез отложений (крутизна, ступенчатость и т. п.), а также рассматривается гидрографическая сеть с указанием характера строения русел, берегов, поймы, террас, скорости течения и примерных расходов рек в различное время года.

Далее приводится история геологического изучения района, указываются основные этапы исследований как данного района, так и прилегающих территорий.

Затем дается литолого-стратиграфическое описание всего разреза отложений данного месторождения, начиная от кристаллического фундамента до современных образований. Указывается их геофизическая характеристика, отмечаются все перерывы в осадкообразовании и несогласия в залегании пород. Выделяются рельефные горизонты, нефтеносные пласты. Описание иллюстрируется сводным геолого-геофизическим разрезом.

Изложение тектонического строения следует начинать с описания общей тектонической характеристики региона и соотношения тектонических структур третьего порядка с более крупными тектоническими формами. При освещении особенностей тектонического строения отдельной структуры указываются ее тип, основные элементы, протяженность, крутизна крыльев, асимметрия и т. п. Тектоническое строение иллюстрируется картами и геологическими профилями, расположенными вкрест и по простиранию структуры.

При характеристике нефтеносности отмечаются все встреченные по разрезу нефтепроявления и дается оценка их промышленного значения.

Описание водоносности дается в том же плане, что и описание нефтеносности, с указанием интервалов разреза, где могут наблюдаться поглощения глинистого раствора, общего направления потока в пластах и т. п.

Сведения по общей геологической характеристике месторождения используются в дальнейшем при более детальном изучении месторождения и, в частности, при выделении эксплуатационных объектов, определении средних глубин залегания продуктивных горизонтов, определении начальных дебитов нефти и газа и т. п.

2.2. Геологическая характеристика продуктивного пласта (горизонта)

Геологическая характеристика продуктивного пласта (горизонта) устанавливается главным образом по разрезам скважин, пробуренных на месторождении. Указанные разрезы изучаются по материалам общепринятого комплекса электрокаротажа, данных изучения образцов керна, а также сведений, получаемых в процессе опробования скважин и опытной их эксплуатации.

На основании исследования образцов керна даются литолого-петрографические характеристики коллекторов и глинистых разделов (приводятся данные по литолого-петрографическому анализу образцов керна, усредненные результаты исследований), определяются разновидности пород-коллекторов (полимиктовые, кварцевые и т. п.).

По данным электрического каротажа и изучения образцов керна производится отбивка кровли и подошвы продуктивного горизонта и содержащихся в нем проницаемых слоев и реперных горизонтов и строятся структурная карта по реперному горизонту, карты поверхности кровли и подошвы пласта, а также геологические профили по наиболее важным направлениям. На этих профилях указываются интервалы перфорации, положение ВНК, ГНК и т. п.

По тем же данным определяется глубина залегания (отметка) водонефтяного контакта, дается его характеристика, строится карта его поверхности, устанавливаются положения контуров нефтеносности на картах поверхности кровли и подошвы пласта.

Сведения о контурах нефтеносности должны быть увязаны с аналогичными данными, использованными при подсчете запасов.

Приводятся также характеристики площадей нефтяных, газовых и водонефтяных зон.

2.3. Основные параметры пласта (горизонта)

К основным параметрам пласта относятся пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, мощность. При характеристике этих параметров указываются число скважин, в которых отобран керн, процент выноса и размеры керна. Определяется представительность керна для оценки коллекторских свойств пород и проводится их сопоставление с аналогичными свойствами, определенными геофизическими методами.

1. Анализируются данные о пористости, полученные различными методами. Приводятся ссылки на соответствующие количественные зависимости значений пористости, полученных разными методами. Обязательна оценка точности метода определения; используемое количество исходных данных должно обеспечивать надежную характеристику изучаемого параметра.

2. Анализируются значения проницаемости, определенные по данным изучения образцов керна, данным геофизических исследований и материалам гидродинамических исследований пластов и скважин. Количество исходных данных для определения коэффициента средних значений и вариации по проницаемости обосновывается требованиями существующих инструкций.

3. Рассматриваются зависимости проницаемости и пористости породы-коллектора от давления, определяемые на соответствующих установках и приборах.

4. Приводятся значения коэффициентов остаточной и начальной нефтенасыщенности, определенные на образцах керна и по данным геофизических исследований с использованием соответствующих зависимостей. Указывается число определений и дается оценка точности среднего.

5. Приводятся характеристики газо- и водонасыщенности, определенные по соответствующим методикам. Указывается число определений и дается оценка их точности.

6. Исходя из особенностей геологического строения пластов проектировщиками проводится оценка особых свойств пласта — теплопроводности и теплоемкости. Результаты представляются в виде таблиц.

7. Анализируются данные определения общей, нефтенасыщенной, газонасыщенной и эффективной мощности пластов и горизонтов, полученные на основании комплексной интерпретации исходной информации по образцам керна и геофизическим исследованиям по каждой из скважин.

8. Рассматривается характеристика слонистости пластов, составленная по результатам проведения детальной корреляции разрезов скважин.

На основании данных о детальной корреляции по каждому из выделенных пластов, слоев, зональных интервалов строятся карты их распространения. Прерывистость пластов определяется на основе указанных карт, а также путем расчета с помощью различных коэффициентов и статистических показателей. Полученные данные используются при выборе расчетной модели и расчетных параметров пласта.

2.4. Свойства пластовых флюидов

При характеристике свойств пластовых флюидов различают свойства пластовой нефти, разгазированной нефти и пластового газа.

1. Для оценки свойств пластовой нефти анализируются сведения об отборе глубинных проб, условиях отбора и аппаратуре; указывается расположение скважин, в которых проведен отбор проб. По результатам исследований составляются таблицы. Приводятся данные по определению давления насыщения нефти газом, схема и описание распределения давления насыщения по площади, интервалы его изменения и средние значения для пласта в целом и для отдельных его участков. Анализируются зависимости давления насыщения от глубины и температуры пласта, составляются соответствующие графики.

2. Приводятся результаты определения газосодержания при однократном разгазировании пластовой нефти и схема распределения начального газосо-

держания по площади. Анализируется распределение газосодержания по площади и глубине, а также указываются минимальное, максимальное и среднее его значения. Приводятся данные ступенчатого разгазирования не менее чем для трех проб пластовых нефтей с различным газосодержанием и отмечаются номера скважин, из которых взяты эти пробы. Строятся соответствующие зависимости.

3. Указываются значения объемного коэффициента, определенные при однократном разгазировании пластовой нефти. Из опыта ступенчатого разгазирования определяются значения объемного коэффициента на различных ступенях снижения давления насыщения.

Анализируется диапазон изменений объемного коэффициента по площади и определяется его средняя величина.

4. Приводятся результаты определения динамической вязкости нефти при пластовых давлениях и температуре и схема распределения вязкости по площади; строятся зависимости вязкости от температуры и давления, при этом используются значения вязкости для трех значений температур при пластовом давлении и по пробам ступенчатого разгазирования при различных величинах давления и газосодержания. Анализируется характер распределения вязкости по площади, зонам, приводятся минимальное, максимальное и среднее ее значение. Приводятся номера исследованных скважин.

5. Указываются значения плотности пластовой нефти, определенные при однократном разгазировании проб нефти и по каждой ступени снижения давления при ступенчатом разгазировании при соответствующих значениях газосодержания. Дается краткое описание характера распределения плотности нефти по площади, приводятся минимальное, максимальное и среднее ее значения по пласту; указываются номера исследованных скважин. Находится зависимость плотности пластовой нефти от давления.

6. Приводятся результаты определения температуры насыщения нефти парафином при пластовом давлении выборочно по двум-трем пробам; указываются номера исследованных скважин, степень насыщения нефти парафином в пластовых условиях. Иногда приводятся сведения о дополнительных исследованиях пластовой нефти, при которых определяются коэффициенты сжимаемости; фазовая диаграмма нефть—парафин и результаты различных специальных исследований, иллюстрируемые соответствующими зависимостями.

7. На основании систематизированного анализа проб определяются физико-химические свойства разгазированной нефти, а именно: плотность, кинематическая вязкость, содержание серы, силикагелевых смол, асфальтенов, парафина, температура насыщения нефти парафином, молекулярная масса, фракционный состав, температура начала кипения. По данным исследований не менее трех проб нефти при разной температуре строятся различные зависимости. Приводится краткая характеристика нефти в поверхностных условиях, диапазоны колебания значений отдельных физико-химических ее параметров, средние значения параметров для всего пласта в целом.

8. Приводятся данные о пределах изменения газосодержания пластовой воды и средние его значения, величины объемного коэффициента, вязкости воды в пластовых условиях, ее общей минерализации и ионного состава.

Дается характеристика возможного выпадения солей из пластовой воды при изменении начальных условий.

9. Для характеристики свойств газа используются данные по отдельным пробам газа, полученного при однократном разгазировании глубинных проб пластовой нефти и выделившегося на каждой ступени снижения давления при проведении ступенчатого разгазирования. Приводятся результаты анализов проб свободного газа, отобранных у устья или трапа на различных участках площади, и проб газа из газовой шапки, взятых не менее чем из трех скважин.

Приводятся данные определения химического состава и плотности газа в соответствии с существующими ГОСТами. Строятся соответствующие зависимости.

10. Приводятся величины фазовых проницаемостей пластов, определенные не менее чем на пяти составных или целикомых образцах при условиях, при-

ближающихся к пластовым. Физические свойства составных образцов, используемых для таких определений, должны соответствовать средним их значениям по пласту. Строятся соответствующие таблицы и графики.

Рассматриваются коэффициенты вытеснения нефти водой и газом и газа водой и нефтью. Число лабораторных экспериментов должно быть таким, чтобы был установлен весь диапазон величин проницаемости, характеризующих пласт.

Приводятся зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости, данные о смачиваемости пластов и поверхностно-капиллярные характеристики, а также среднее значение краевого угла смачивания для изучаемого пласта. Строятся зависимости капиллярного давления от водонасыщенности.

2.5. Энергетические характеристики залежей

Определяется величина начального пластового давления и сопоставляется с гидростатическим давлением на глубине залегания. При этом учитываются отметки выхода пласта на поверхность, плотность воды и т. п.

Приводятся данные замеров пластовых температур по скважинам, строится карта пластовых температур, геолого-геотермический разрез и профили. Определяются среднее значение температуры пласта и геотермический градиент.

Дается краткое описание параметров законтурной области и характера их изменения. Оцениваются изменение величин пластового давления во времени и поведение уровней жидкости в пьезометрических скважинах.

Приводятся данные о величинах коэффициентов объемной упругой деформации жидкости и пласта, упругого запаса, пьезопроводности.

Характеризуется допустимое снижение пластовых давлений и температур. Рассматриваются результаты исследований допустимого предела снижения пластовых давлений и температур, проведенных с учетом величины начального пластового давления, температуры и давления насыщения. Обосновываются величины допустимых пределов снижений пластовых давлений и температур.

На основании комплекса данных геолого-промыслового изучения и гидродинамических исследований продуктивных пластов дается обоснование режима залежей.

2.6. Запасы нефти и газа

Характеризуются условия подсчета балансовых запасов нефти и нефтяного газа по каждому объекту, указываются метод подсчета, дата подсчета, номер протокола, дата утверждения, распределение балансовых запасов нефти по условиям залегания. Приводятся данные по величинам балансовых запасов нефти отдельно по зонам: водонефтяной, газовой и т. п.

2.7. Перечень графических приложений, используемых в проектных документах

1. Обзорная карта района с указанием нефтяных структур, составленная в мелком масштабе.

2. Геолого-геофизический разрез отложений района.

3. Структурная карта по реперному горизонту.

4. Обзорные геологические профили в мелком масштабе вкрест и по простиранию структур.

5. Карты поверхностей кровли и подошвы эксплуатационных объектов.

6. Геологические профили по продуктивным отложениям в крупном масштабе.

7. Карты поверхностей водонефтяного контакта и газонефтяного контакта (при условии наличия газовой шапки).

8. Карты расположения контуров нефтегазоносности.
 9. Карты значений равных нефтенасыщенных мощностей горизонта, пласта.
 10. Карты газонасыщенных мощностей отложений при наличии газовой шапки.
 11. Карты эффективных мощностей горизонта, пласта.
 12. Схема корреляции.
 13. Карты распространения выделенных пластов, слоев, зональных интервалов.
 14. Карты, характеризующие различные физические и химические свойства пластовых флюидов.
 15. Карты начальных пластовых давлений.
 16. Карты начальных пластовых температур.
 17. Геолого-геотермический разрез.
 18. Геолого-геотермические профили.
- Для технологической схемы графические приложения 1—13 обязательны, остальные приложения желательны. Для составления проекта разработки обязательны все 18 графических приложений.

Глава XVIII

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В НАЧАЛЬНЫЙ ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 1. Основные задачи геолого-промысловых исследований в начальный период разработки месторождения

Для рациональной разработки нефтяного месторождения большое значение имеет период реализации технологической схемы разработки (для многопластовых месторождений, имеющих несколько самостоятельных эксплуатационных объектов, — генеральной схемы разработки), который продолжается с начала промышленной эксплуатации залежей до составления проекта разработки. Этот период, называемый начальным периодом разработки, имеет свои отличительные особенности. На месторождении ведется интенсивное разбуривание площади добывающими и нагнетательными скважинами по сетке, предусмотренной технологической схемой разработки. Резко возрастает объем информации о строении продуктивных пластов и свойствах насыщающих их флюидов. На основании этих данных, а также с учетом фактической динамики показателей разработки — добычи нефти, обводненности скважин, пластовых давлений и т. п. — могут быть внесены существенные изменения в представления о строении месторождения, которые сформировались в итоге разведочных работ и были положены в основу технологической схемы разработки.

Особенности начального периода разработки месторождения вносят изменения в задачи и методику геолого-промысловых исследований. В целом круг задач расширяется и, хотя исследования, связанные с уточнением общих геологических особенностей строения залежей, повышением точности определения средних характеристик различных параметров и свойств, т. е. продолжающие задачи разведочных работ, сохраняют свое значение, все большая роль отводится исследованиям, направленным на детализацию геологического строения залежей. Целью работ становится переход от средних характеристик параметров и свойств к дифференцированным их значениям.

Задачи геолого-промысловых исследований в начальный период разработки месторождения дополняются необходимостью организации систематического сбора и хранения новой, обширной информации о продуктивных пластах, повышения оперативности ее обработки, нацеленностью этих исследований на требование анализа и корректировки реализуемой схемы

разработки. В результате этих работ должна быть подготовлена надежная основа для составления проекта разработки месторождения.

В процессе разработки месторождения в задачу геологических исследований входит изучение строения элементов залежей как естественных — в пределах отдельного купола, тектонического блока и т. п., так и искусственных — в пределах блока разработки, опытного поля и т. п. Резкое увеличение объема исходных данных позволяет переходить от вероятностных распределений тех или иных признаков к их фактическим распределениям в объеме всей залежи или ограниченного изучаемого объекта. Создается возможность широко использовать в исследованиях детерминированные и вероятностно-детерминированные модели в отличие от статистических, используемых на разведочном этапе. Поэтому одним из важных направлений в изучении разрабатываемого месторождения является картирование геологических характеристик, в том числе комплексных параметров, для полноценного анализа разработки.

Не менее важной задачей геологических исследований на разрабатываемых месторождениях является изучение структуры начальных балансовых и извлекаемых запасов нефти и газа. Такая структура должна отражать распределение запасов нефти и газа по площади и разрезу месторождения, по типам коллекторов, по свойствам флюидов или по другим оцениваемым категориям, играющим важную роль в процессе разработки.

Современные методы разработки нефтяных месторождений характеризуются развитием интенсивного заводнения продуктивных горизонтов с целью поддержания на высоком уровне пластового давления и увеличения нефтеотдачи пластов за счет эффективного вытеснения нефти водой. Для большинства эксплуатационных объектов, особенно многопластовых, процесс заводнения носит сложный характер, зависящий от многих факторов. Соответственно возрастает роль детального геолого-промыслового изучения строения залежей, так как неоднородность продуктивных пластов по фильтрационным свойствам, а также их прерывистость определяют степень охвата нефтеносного горизонта процессом заводнения. Оценка степени охвата пластов заводнением — еще одна важная задача геологических исследований на разрабатываемых месторождениях.

Важная составная часть геолого-промыслового анализа в начальный период разработки месторождения — уточнение принятого в технологической схеме распределения фильтрационных свойств пластов по площади и разрезу. Наряду с этим должны быть получены данные о реакции пластов на начавшиеся процессы эксплуатации, произведено сопоставление характеристик продуктивных коллекторов и степени их вовлеченности в процессы дренирования и вытеснения нефти водой.

В целом основные цели и задачи геолого-промысловых исследований в начальный период разработки могут быть сформулированы следующим образом:

- организация систематического сбора и хранения информации, оперативная обработка ее с целью уточнения принятых в технологической схеме параметров продуктивных горизонтов и использования ее для решения текущих задач разработки;

- дифференциация балансовых запасов по принадлежности к разным пластам, блокам, участкам разработки и типам коллекторов с разными свойствами; дифференциация извлекаемых запасов с использованием переменного коэффициента извлечения, учитывающего особенности пластов и системы разработки;

- изучение характера распространения продуктивных пластов, их прерывистости, определяющей эффективность принятой системы воздействия; оценка текущего охвата пластов заводнением;

- изучение неоднородности коллекторов по фильтрационным свойствам и различий их реакции на процесс разработки.

Общая цель всего комплекса геолого-промысловых исследований в начальный период разработки — проверка правильности используемой геологической модели месторождения и технологических решений, заложенных

в реализуемой схеме разработки. Итогом этих исследований должна стать надежная геологическая основа для установления целесообразности и необходимости корректировки технологической схемы разработки месторождения в отношении выделения эксплуатационных объектов, выбора системы воздействия на них, плотности и схемы расстановки сетки добывающих скважин и т. п. Результаты проведенных в этот период геологических анализов используются для уточнения геологической модели месторождения при составлении проекта разработки.

Приведенный перечень основных целей геологических исследований в начальный период разработки нефтяных месторождений не является исчерпывающим. В практике разработки конкретных месторождений всегда возникает большое число специфических проблем, решение которых наряду с техническими и технологическими средствами требует детальных геологических исследований, выполняемых в соответствии с определенной конкретной задачей.

§ 2. Сбор и обработка исходных данных

Хотя объем исследовательских работ в добывающей скважине существенно сокращается по сравнению с его объемом в разведочной скважине (главным образом, в результате сокращения отбора керна, поинтервальных испытаний и т. п. в добывающих скважинах), общий объем информации о строении продуктивных пластов в результате разбуривания залежей по эксплуатационной сетке значительно возрастает.

Происходит изменение структуры исходных данных за счет, во-первых, многократного количественного увеличения числа скважин и, во-вторых, некоторых качественных изменений комплекса исследовательских работ, которые будут отмечены ниже.

К основным задачам исследовательских работ при бурении и опробовании добывающих скважин относятся:

- выявление особенностей литологического строения продуктивного интервала по каждой скважине;
- определение физических свойств коллекторов (пористости и проницаемости);

- оценка насыщенности пород нефтью, водой и газом;

- отбор и исследование проб нефти, газа и воды;

- замер статического пластового давления;

- гидродинамические исследования скважин на приток.

Изучение литологических особенностей продуктивного разреза в добывающих скважинах осуществляется в результате проведения комплекса геофизических исследований с использованием электрического и радиоактивного каротажа.

Стандартный комплекс геофизических исследований устанавливается исходя из конкретных особенностей каждого месторождения. Перед геофизическими исследованиями в добывающих скважинах ставятся следующие задачи:

- расчленение разреза скважины с выделением всех коллекторских пластов и пачек, служащих природными резервуарами для нефти, газа и воды, и оценка их мощности;

- выделение в каждом природном резервуаре пористых пропластков и оценка величины их пористости;

- выявление природных резервуаров, насыщенных нефтью, газом и водой, с отбивкой их контактов, и количественная оценка насыщения;

- оценка содержания связанной воды в нефте- и газонасыщенных породах;

- оценка проницаемости коллекторов;

- оценка (предположительная) степени трещиноватости коллекторов;

- оценка глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Точность определений и оценок, производимых по данным промыслово-геофизических исследований, зависит от соответствия используемых методик интерпретации особенностям разреза. Уже на основе исходных данных, полученных в период разведки месторождения, могут быть построены эмпирические зависимости, связывающие геофизические показатели с истинными параметрами коллекторов. Вместе с тем для корректировки этих зависимостей для добывающих скважин (см. гл. XIV) осуществляется отбор керна в пределах продуктивного интервала. Кроме того, во всех скважинах в процессе проходки пласта фиксируется механическая скорость бурения.

Исследование скважин на приток жидкости или газа осуществляется:

- методом пробных отборов;
- методом восстановления давления в остановленной скважине.

Цель этих исследований — установление зависимости между величиной забойного давления и дебитом скважины, определение коэффициента продуктивности скважины, установление величины статического пластового давления, оценка проницаемости пласта в призабойной зоне скважины, оценка гидродинамического совершенства скважины. В комплексе с исследованием добывающих скважин производится также отбор образцов пластовых флюидов для определения величин их вязкости, плотности, газонасыщенности, объемного коэффициента и коэффициента сжимаемости. При отборе глубинных проб одновременно определяется пластовая температура.

Как отмечалось, отбор керна производится в ограниченном числе добывающих скважин. Вместе с тем в процессе разработки практикуется бурение оценочных скважин, в которых производится сплошной отбор керна в продуктивной части разреза в сочетании с широким комплексом промыслово-геофизических исследований. Выполняется отбор керна в скважинах, пробуренных на нефилтрирующемся растворе для оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов. В зависимости от конкретных особенностей месторождения применяются другие, специфические методы отбора керна с целью получения более полной и качественной информации. Так, на месторождениях с высокопарафинистыми нефтями производится отбор керна с использованием холодной промывочной жидкости с целью консервации кернов непосредственно на забое скважины.

Таким образом, широкий отбор керна по площади залежи, который осуществляется в период разведки месторождения, дополняется более интенсивным отбором керна по разрезу в оценочных скважинах в период разработки.

Сплошной отбор керна в оценочных скважинах (за исключением пробуренных с раствором на нефтяной основе) выполняется обычно совместно с расширенным комплексом промыслово-геофизических исследований и опробований.

Вот как выглядит, например, программа исследовательских работ в одной из оценочных скважин, пробуренных на месторождении Узень:

— сплошной отбор керна снарядом «Недра» в интервале продуктивных горизонтов рейсом по 5 м;

— отбор керна с использованием холодного глинистого раствора с низкой водоотдачей в зимний период;

- комплекс исследований в открытом стволе:
- термометрия,
- стандартный каротаж (КС, ПС),
- волновой диэлектрический каротаж (ВДК),
- кавернометрия (КВ),
- боковое каротажное зондирование (БКЗ),
- боковой каротаж (БК),
- индукционный каротаж (ИК),
- микрокаротаж (МК),
- боковой микрокаротаж (БМК) с записью микрокаверномера (МКВ),
- резистивиметрия,
- нейтронный гамма-каротаж (НГК),
- компенсированный нейтронный каротаж (НК, РКС-2).

- гамма-каротаж (ГК),
- акустический каротаж (АК), стандартный и низкочастотный,
- гамма-гамма-каротаж (ГГК),
- ядерно-магнитный каротаж (ЯМК),
- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК),
- опробование пластов на кабеле (ОПК) или опробование пластов на кабеле с замером $\rho_{пл}$, $k_{тр}$ (АИПД),
- высокочувствительная термометрия,
- газовый каротаж,
- отбор образцов пород,
- испытание пластов на кабеле (КИИ),
- комплекс исследований после обсадки и цементирования скважины:
- акустический каротаж цементирования (АКЦ),
- исследования скважинным индикатором дефектов и скважинным толщиномером,
- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) — 2 раза в месяц,
- нейтронный каротаж (ГНК и ННК) — 2 раза в месяц,
- гамма-каротаж (ГК) — 2 раза в месяц,
- гамма-гамма-каротаж (ГГК),
- акустический каротаж (АК) низкочастотный — 1 раз в месяц,
- термометрия, в том числе высокочувствительная, 1 раз в месяц.

Кроме исследований в оценочных скважинах при разработке месторождения проводится большой объем замеров давлений, температур, исследований по контролю за работой и обводнением продуктивных пластов (дебитометрия, влагометрия и др.) в добывающих скважинах.

Таким образом, исходными материалами для детального геологического изучения строения разрабатываемых залежей служат данные промыслово-геофизических, гидродинамических, манометрических и других видов исследований в добывающих и оценочных скважинах, результаты анализов кернов, глубинных и поверхностных проб, промысловые характеристики работы скважин. Объем исходных данных, особенно для крупных залежей, вскрываемых большим числом добывающих скважин, обычно очень велик и часто составляет десятки тысяч индивидуальных значений и характеристик.

Большой объем информации, получаемой в процессе разработки месторождения, дает возможность с высокой степенью детальности и точности изучить строение эксплуатируемых залежей и пластов. Однако обилие исходных данных создает вместе с тем определенную сложность в отношении оперативного и полноценного их использования. Этим обусловлена необходимость систематизации и автоматизации сбора и обработки исходных данных.

Особенностью значительной части геологических исследований при разработке месторождения является их локальность, т. е. изучение не всей залежи одновременно, а какого-либо ее элемента: блока, участка, отдельного пласта. Поэтому систематизация исходных данных должна предусматривать возможность многократного подбора параметров и характеристик, относящихся к тому или иному изучаемому объекту.

Данной цели служит применение информационно-поисковых систем ИПС. Задача ИПС, используемой для обработки геолого-промысловой информации по разрабатываемому нефтяному месторождению заключается в систематизации, хранении и подборе исходных геолого-геофизических данных. Для крупных многопластовых месторождений ИПС должна создаваться на базе ЭВМ.

В зависимости от размеров месторождения, особенностей его разработки, типа используемой ЭВМ и других факторов форма применяемой ИПС может быть различной (см. гл. XIII). В данной главе целесообразно рассмотреть некоторые общие положения, характерные для работы с ИПС, предназначенной специально для ведения геологических исследований на разрабатываемых месторождениях.

Работа с ИПС включает три основных этапа: запись, хранение, выдачу. Запись. Наиболее трудоемкая часть работы состоит в подготовке и

кодировании исходных данных для записи в ИПС. Общее требование ко всей включенной в ИПС информации состоит в привязке исходных данных: по площади — к различным куполам, чисто нефтяным, водонефтяным, газонефтяным и другим зонам, тектоническим блокам, блокам разработки или к искусственно намеченным полям и участкам; по разрезу — к определенным интервалам глубин, эксплуатационным объектам и к номенклатуре продуктивных пластов (чтобы обеспечить эту привязку, разрезы скважин с информацией должны быть предварительно скоррелированы).

Наиболее удобна запись исходных данных раздельно по каждой скважине. При этом элементом информации будет номенклатурный пласт или его часть, соответствующая геофизически однородному интервалу, т. е. такому отрезку разреза, в пределах которого не происходит изменения геофизической характеристики и соответственно определяемой с ее помощью величины того или иного параметра пласта.

Каждый записываемый элемент должен содержать адресную информацию: принадлежность (в иерархическом порядке) к эксплуатационному объекту — горизонту — пачке — номенклатурному пласту, а также площадную привязку (номер блока, участка, поля, зоны) и информацию о пласте (гипсометрия кровли и подошвы, эффективная мощность, характер насыщения, количественная оценка начальной насыщенности, пористость, проницаемость, текущие эксплуатационные характеристики). При этом система должна допускать запись и последующую обработку неполной информации по каждому элементу, так как практически далеко не каждый вскрытый пласт может быть охарактеризован полным и однозначным набором входящих в ИПС параметров.

Параллельно с записью исходной информации по скважинам производится запись о геометрии залежей — о положении контуров нефтеносности и газоносности, тектонических нарушений, границ блоков, полей, участков и координат всех скважин.

Хранение. Записанные таким образом информация о продуктивных пластах, геометрические данные о залежах и местоположение скважин образуют банк данных ИПС. Хранение банка данных в ЭВМ осуществляется на магнитных лентах или магнитных дисках. Информация хранится в систематизированном виде.

Основой систематизации является та адресная информация, которая сопровождает каждый элемент записи. Систематизация исходных данных должна отражать особенности строения месторождения и систему его разработки. В наиболее обобщенном виде может быть рассмотрена следующая примерная схема систематизации исходных данных.

Первый уровень — эксплуатационный объект, т. е. вся информация, относящаяся к данному эксплуатационному объекту. Хранится она в одном месте. Если эксплуатационный объект состоит из нескольких самостоятельных залежей или горизонтов, то выделяется второй уровень — продуктивный горизонт (залежь). Третий уровень систематизации — привязка по площади: участок, поле или блок разработки. Внутри площадного объекта третьего уровня при необходимости может быть выделен четвертый уровень систематизации — зона, например водонефтяная зона или подгазовая зона и т. д. Таким образом образуются ячейки, внутри которых информация хранится раздельно по каждой скважине.

В результате на магнитной ленте или диске хранямая информация располагается последовательно в следующем порядке:

— скважины № ..., зоны А, участка I, горизонта а, эксплуатационного объекта I,

— скважины № ..., зоны Б, участка I, горизонта а, эксплуатационного объекта I.

Аналогично для зоны В и т. д., участка 2 и т. д., горизонта б и т. д. Затем вся структура повторяется для эксплуатационного объекта II и т. д.

Для полноценного использования ИПС большое значение имеет рациональная организация контроля состояния, пополнения и исправления информации, содержащейся в банке данных.

В ы д а ч а. Автоматический подбор исходных данных для того или иного изучаемого объекта производится с помощью выборки из банка данных ИПС содержания соответствующих ячеек хранения. При этом наряду с полной выборкой, содержащей всю информацию заданных ячеек, должна осуществляться выборка с ограничениями. Ограничения могут быть по разрезу, когда в выборку включается информация не по всем пластам данного горизонта, а только по одному или нескольким заданным пластам, и по параметрам, когда в выборку включается лишь часть характеристик пластов. Большое значение имеет также ограничение выборки по количественным признакам, позволяющее подбирать исходные данные по изучаемому объекту в определенном диапазоне значений того или иного признака.

Другой вид выборки — выборка по площади, включающая информацию по скважинам, координаты которых находятся в пределах заданной границы.

Отобранные исходные данные могут распечатываться в виде таблицы или вновь записываться на магнитную ленту или магнитный диск для последующей автоматической обработки, если ИПС является составной частью автоматизированного комплекса обработки геологической информации.

Приведенная схема работы ИПС не универсальна и предназначена в основном для решения определенного круга задач, входящих в комплекс геологических исследований при разработке нефтяных месторождений.

Следует отметить, что сбор и систематизацию исходных данных для геологических исследований не следует ограничивать только работой с ИПС. Как отмечалось, информация, получаемая в процессе разработки месторождения, очень обширна и включает большое число различных характеристик и параметров. Многие параметры нецелесообразно включать в автоматическую обработку. Это в первую очередь относится к параметрам, не имеющим индивидуального значения, т. е. не характеризующим конкретный пласт, или мало варьирующим по площади и объему залежи. Например, такие параметры, как физико-химические свойства нефти, пластовой воды, газа, пластовая температура и др., нет смысла кодировать многократно, для каждого пропластка. С другой стороны, те индивидуальные характеристики пластов, которые значительно меняются во времени (дебит и др.), целесообразно включать в автоматическую обработку при условии их систематических и достоверных замеров.

Эффективность работы ИПС и других автоматических систем обработки информации зависит от качества исходных данных, от времени, затрачиваемого на их кодирование, и от расхода машинного времени на их обработку. Увеличение числа параметров, включенных в автоматическую обработку, связано с резким увеличением временных затрат и опасности погрешностей. Поэтому в ИПС следует включать только такие параметры, которые индивидуально характеризуют продуктивные пласты, стабильны во времени и полноценно используются в геологических исследованиях.

§ 3. Методические особенности геологических исследований на разрабатываемых залежах с целью совершенствования системы разработки

Значительная часть геологических исследований, выполняемых на стадии разработки месторождения, не отличается по своей методике от аналогичных исследований при разведке месторождения. Это относится к построениям и расчетам, характеризующим залежь и месторождение в целом: геологическим профилям, структурным картам, картам эффективных нефтенасыщенных мощностей горизонтов, расчетам средних взвешенных характеристик и др. Вместе с тем ряд геологических исследований на разрабатываемых залежах имеет свои методические особенности.

Как отмечалось, одним из направлений изучения разрабатываемых залежей является картирование различных характеристик. Важную роль при

анализе разработки залежи в целом или отдельного ее участка играют попластовые карты распространения продуктивных коллекторов. Эти карты составляются с помощью детальной корреляции разрезов добывающих скважин, на основе которой прослеживается развитие каждого пласта или просоя в пределах анализируемой площади. Границы распространения пласта проводятся по середине расстояния между скважиной, в которой пласт представлен коллектором в соответствии с принятыми кондициями, и скважиной, в которой пласт отсутствует или его характеристики ниже кондиционных. Необходимо подчеркнуть, что при анализе разработки часто бывает целесообразным искусственно изменять кондиционные значения для того, чтобы изучить характер изменения фильтрационных полей при изменении тех или иных условий разработки. Таким образом, по одному и тому же участку залежи строятся разные карты распространения продуктивных коллекторов в соответствии с различными условиями эксплуатации. Кроме того, на этих картах помимо границ пласта указываются зоны его слияния с выше- и нижележащими пластами.

На основе многовариантного построения карт распространения продуктивных коллекторов при изменении кондиционных значений их свойств составляются карты зональной неоднородности пластов. На этих картах площадь, заключенная в границах пласта, соответствующих разным кондиционным значениям коллектора (например, нижним пределам проницаемости 10^{-14} и $5 \cdot 10^{-14}$ м²), представляет собой зону распространения коллекторов данного диапазона свойств от 10^{-14} до $5 \cdot 10^{-14}$ м². Последовательное изменение условных кондиций коллектора (например, $k_{пр}$, равный 10^{-14} , $5 \cdot 10^{-14}$, 10^{-13} , $4 \cdot 10^{-13}$ м² и т. д. или k_D , равный 0,13; 0,17; 0,20 и т. д.) позволяет построить карту зональной неоднородности пласта по данному его свойству, на которой отражаются зоны развития коллекторов с заданными диапазонами значений используемого признака (рис. 143). Такие карты строятся отдельно по каждому пласту, входящему в состав эксплуатационного объекта, и учитываются при анализе его разработки.

Заложенный в методике построения карт зональной неоднородности принцип проведения границы зон по середине расстояния между скважинами с качественно различной характеристикой соответствует условию распространения замеренной в скважине вертикально однородной характеристики на ближайшую к ней область. Такой подход наиболее целесообразен при рассмотрении параметров, закон изменения которых по площади неизвестен. В большинстве случаев такими параметрами являются проницаемость, комплексные параметры $k_{пр}h$, $k_{пр}h/\mu$, иногда мощность пласта, пористость

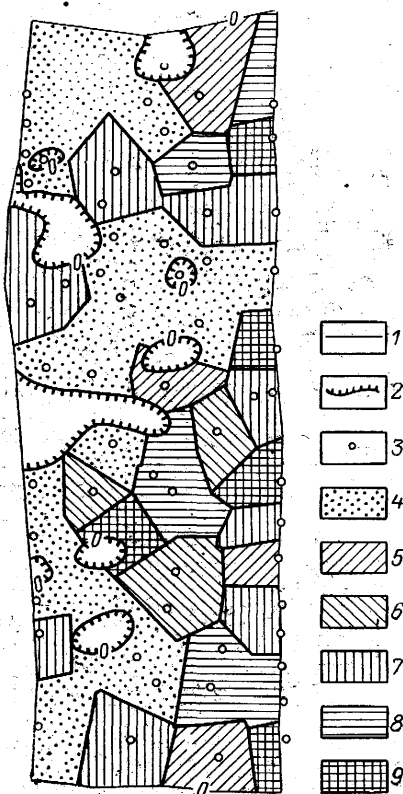


Рис. 143. Карта зональной проницаемости участка продуктивного пласта

Границы: 1 — участка, 2 — зоны отсутствия коллектора; 3 — скважины; 4 — зоны с проницаемостью в 10^{-14} м²; 4 — 1-3, 5 — 3-6, 6 — 6-12, 7 — 12-24, 8 — 24-60, 9 — >60

и др. Если изменение признака носит закономерный характер, то его изучение более целесообразно производить с помощью карт в изолиниях, построенных путем интерполяции по установленному закону изменения.

Попластовые карты распространения продуктивных коллекторов являются также основой при изучении охвата пластов процессом вытеснения.

В некоторых случаях при анализе процесса заводнения целесообразно знать структуру коэффициента охвата пластов вытеснением, т. е. в какой степени тот или иной тип коллектора представлен в общем и охваченном вытеснением объемах пласта. В этом случае в качестве основы при определении коэффициента охвата пласта процессом вытеснения используются карты зональной неоднородности пласта (рис. 144). Такая методика расчета позволяет не только определять коэффициент охвата пласта процессом вытеснения и его структуру в целом для пласта, но и охват этим процессом отдельных типов коллекторов (табл. 46).

Как видно из рис. 144 и табл. 46, при среднем коэффициенте охвата пласта процессом вытеснения 0,63 охват вытеснением отдельных типов коллекторов неодинаков. Низкопроницаемые их разновидности слабо охвачены вытеснением, поскольку такие коллекторы имеют линзовидное залегание или приурочены к границам замещения коллектора.

Такое геологическое изучение охвата пластов процессом вытеснения представляет большую ценность для анализа эффективности процесса заводнения и служит основой для разработки мероприятий по его совершенствованию. Вместе с тем для крупных месторождений, где в состав эксплуатационных объектов входит большое число продуктивных пластов, реализация рассмотренной методики представляется чрезвычайно трудоемкой, если ее осуществлять с помощью обычных «ручных»

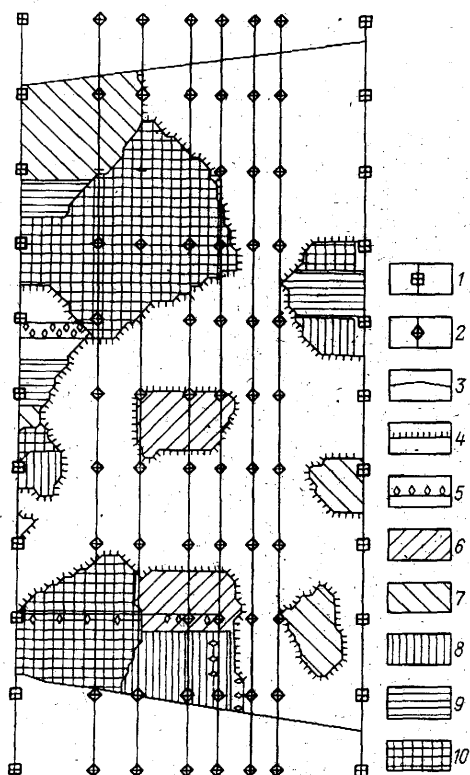


Рис. 144. Пример расчета коэффициента охвата пласта процессом вытеснения по карте проницаемости неоднородности

Ряды скважин: 1 — нагнетательных; 2 — добывающих; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — выклинивания коллектора; 5 — области, охваченной процессом вытеснения; 6—10 — зоны коллекторов с различной проницаемостью

построений, планиметрирования и т. п. Очевидна необходимость автоматизации построений и расчетов. Для ряда широко применяемых систем заводнения (например, для блокового заводнения) методика расчета коэффициента охвата пласта процессом вытеснения может быть запрограммирована [«Применение...», 1977], что в сочетании с ИПС обеспечивает большой объем многовариантных исследований этого процесса в целях анализа разработки нефтяного месторождения.

Изучение запасов нефти разрабатываемого месторождения осуществляется по нескольким направлениям, каждое из которых имеет определенные

**Пример результатов определения охваченных процессом
вытеснения и общих объемов отдельно для каждого типа
коллектора и для всего пласта в целом**

Объект	Объем в тыс. м ³		$k_{охв. вт}$
	охваченный процессом вытеснения	общий	
Весь пласт в целом	12 860	20 500	0,63
Коллекторы с проницаемостью в 10^{-13} м ² :			
<0,6	118,4	1 061	0,11
0,6—1,2	1439	2 502	0,58
1,2—2,4	1875	2 894	0,65
2,4—6,0	694,4	1 685	0,41
>6,0	8728	12 360	0,71

методические особенности. Прежде всего необходимо уточнение суммарных величин запасов нефти и газа, так как к началу разработки месторождения его запасы установлены с существенной погрешностью (см. гл. XIV). Уточнение величины запасов в процессе разработки осуществляется за счет как уточнения подсчетных параметров вследствие увеличения количества наблюдений и определений, так и выявления новых продуктивных горизонтов и площадей. В методическом отношении пересчет запасов не имеет существенных отличий от подсчета запасов, производимого по результатам разведки месторождения.

Наряду с уточнением величины запасов большое значение имеет анализ их распределения по объему залежей. Изучение распределения запасов осуществляется путем их дифференцированного определения по каждому элементарному объему залежи, по которому исходные характеристики принимаются неизменными. По вертикали элементарный объем ограничивается отдельным пластом или прослоем, соответствующим геофизически однородному интервалу, по горизонтали — зоной, на которую распространяется замеренное в скважине значение подсчетного параметра. Таким образом, изучение распределения запасов по объему залежи производится без использования усредненных или суммарных значений основных подсчетных параметров: мощности, пористости, нефтенасыщенности. Другие параметры — плотность и пересчетный коэффициент нефти — могут быть заданы средними значениями, так как, во-первых, они, как правило, мало варьируют по объему залежи, и, во-вторых, не могут быть определены индивидуально для каждого элементарного объема.

Результаты изучения распределения запасов представляются не только в виде таблиц и поплавковых карт, но и в виде карт удельных запасов или плотности запасов в целом по эксплуатационному объекту. Построение таких карт осуществляется с помощью суммирования по вертикали запасов элементарных объемов в пределах единицы площади эксплуатационного объекта.

Следующий этап изучения разрабатываемых залежей — анализ структуры запасов, т. е. распределения их по продуктивным пластам с определенными характеристиками. Знание доли запасов, сосредоточенных в пластах с теми или иными свойствами, необходимо для правильной оценки эффективности процесса разработки и анализа выработки запасов из продуктивных коллекторов.

В зависимости от особенностей строения месторождения и осуществляемой системы разработки в геологических исследованиях используются различные виды структуры запасов.

Наиболее простой структурой является распределение запасов по пластам в зависимости от величины эффективной нефтенасыщенной мощности. С помощью статистической обработки полученных таблиц запасы могут быть ранжированы по мощности пластов. Такая обработка позволяет ответить на вопрос о величине запасов (или их доле от общего объема), сосредоточенных в пластах с эффективной нефтенасыщенной мощностью менее 1, 2, 3 м и т. д. Такой анализ проводится при различных исследованиях, например при изучении эффективности системы вскрытия многопластовых эксплуатационных объектов в добывающих скважинах и др.

Другим видом анализа начальных запасов является выяснение структуры их распределения в зависимости от пористости продуктивных коллекторов. Метод, предложенный Н. Р. Ковальчуком (1969 г.), предполагает построение кумулятивной кривой распределения запасов (или удельной нефтенасыщенной емкости породы) по интервалам пористости. Метод основан

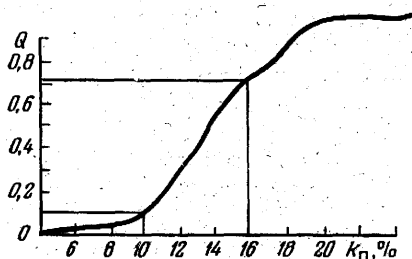


Рис. 145. Интегральная кривая распределения начальных запасов (Q) нефти по интервалам пористости (k_p)

на определении в каждом пласте (по данным промыслово-геофизических исследований) эффективной нефтенасыщенной мощности h , пористости k_p и нефтенасыщенности k_n породы. Полученные значения используются для расчета по разрезу скважины накопленной удельной нефтенасыщенной емкости коллектора $\sum h k_p k_n$ и ее долей, приходящихся на каждое встреченное значение пористости. В результате строится кривая кумулятивного распределения удельной нефтенасыщенной емкости породы по интервалам пористости. Затем в расчет вводится вторая скважина, третья и т. д. При достаточно большом числе скважин конфигурация кривой стабилизируется и ввод в

расчет каждой новой скважины мало ее изменяет. При равномерном расположении скважин по площади залежи и при отсутствии существенных изменений по площади плотности и пересчетного коэффициента нефти полученная кривая фактически характеризует распределение запасов нефти данного объекта по интервалам пористости (рис. 145).

Как видно из рис. 145, полученная кривая кумулятивного распределения запасов позволяет легко определять относительную часть запасов объекта, сосредоточенную в коллекторах с определенной характеристикой (в данном случае в пластах с пористостью от 10 до 16 %).

Структура распределения начальных запасов по пластам в зависимости от пористости может широко использоваться в различных оценках текущих и планируемых показателей разработки, особенно в тех случаях, когда для разрабатываемого горизонта выявлены устойчивые корреляционные связи между пористостью коллектора и такими его свойствами, как проницаемость и нефтенасыщенность.

Для полноценного анализа разработки месторождения особенно важно знание соотношения между запасами продуктивных пластов и величинами их проницаемости. Если на месторождении разработан эффективный метод определения проницаемости в каждом пласте по данным промыслово-геофизических исследований, то можно установить структуру распределения начальных запасов в зависимости от проницаемости коллектора. Для этого принципиально применим описанный выше метод изучения структуры начальных запасов по пористости. Однако следует иметь в виду, что, во-первых, проницаемость варьирует в гораздо более широком диапазоне значений и, во-вторых, индивидуальные определения проницаемости по промыслово-геофизическим данным характеризуются, как правило, гораздо большей погрешностью, чем определения пористости. Поэтому изучение структуры

распределения запасов по проницаемости целесообразно производить по классам или типам пластов-коллекторов, характеризующихся разными диапазонами величин проницаемости. Если типизация продуктивных пластов месторождения произведена обоснованно с точки зрения генетических и петрофизических особенностей пород и выделенные группы достаточно уверенно различаются друг от друга по проницаемости, то погрешность отнесения каждого пласта к той или иной группе будет минимальной.

Таким образом, исходя из определенного по данным промыслово-геофизических исследований значения проницаемости и его соответствия одному из принятых диапазонов проницаемостей для каждого пласта устанавливается литотип коллектора по проницаемости. Затем производится построение попластовых карт литотипов (по методике, аналогичной методике построения карт зональной неоднородности). Эти карты, представляющие собой зоны распространения типов коллекторов с разной проницаемостью, используются для подсчета начальных балансовых запасов нефти раздельно по каждому типу. В результате такой работы может быть получено распределение начальных балансовых запасов не только по объему залежи (т. е. по отдельным пластам и блокам), но и по типам коллекторов с разной проницаемостью.

Для получения аналогичной структуры начальных извлекаемых запасов необходимо обосновать дифференцированные коэффициенты нефтеотдачи.

При подсчете запасов, производимом по данным разведочного этапа, коэффициент нефтеотдачи η определяется с учетом предполагаемой системы разработки, физических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов, характера и степени неоднородности пластов, пластовых давлений и температуры и других параметров, установленных в процессе разведки месторождения. При этом, как правило, если коэффициент нефтеотдачи не принимается единым для всего месторождения, то дифференциация его ограничивается значениями, принятыми для разных залежей и чисто нефтяных и водонефтяных зон. Вместе с тем даже в пределах единой залежи и однородной по характеру насыщения зоны условия извлечения нефти сильно варьируют в зависимости от локальных изменений свойств продуктивных коллекторов и особенностей системы разработки залежей. Ко времени окончания разведки месторождения еще не имеется достаточной информации для того, чтобы в полной мере учесть эти особенности при обосновании коэффициентов нефтеотдачи. Поэтому обоснование дифференцированных коэффициентов нефтеотдачи — специфическая задача геологических исследований в начальный период разработки.

Для залежей, эксплуатирующихся при водонапорном режиме (естественном или с применением заводнения), дифференцированные коэффициенты нефтеотдачи могут быть определены с помощью формулы (VII.10) как произведение коэффициентов вытеснения, охвата процессом вытеснения и охвата заводнением.

Коэффициент вытеснения нефти водой $k_{вт}$ определяется по результатам лабораторных исследований (см. § 1 гл. IV). Обычно таких исследований недостаточно, чтобы охарактеризовать все элементарные объемы залежи. Однако во многих случаях по результатам лабораторных анализов может быть получена устойчивая корреляционная связь между коэффициентом вытеснения и проницаемостью породы. При наличии такой зависимости для каждого элементарного объема залежи по величине проницаемости может быть найдено соответствующее ей значение $k_{вт}$.

Выше рассматривалась методика определения коэффициента охвата пластов процессом вытеснения $k_{охв. вт}$. При этом отмечалось, что если в качестве основы при расчетах используются попластовые карты зональной неоднородности, то $k_{охв. вт}$ может быть определен дифференцированно для каждого типа коллектора. Этот прием может быть эффективно использован при обосновании дифференцированных коэффициентов нефтеотдачи.

Третий расчетный параметр — коэффициент охвата заводнением $k_{охв. з}$ — учитывает степень извлечения запасов при различной величине конечной обводненности продукции в добывающих скважинах. Если конечная обводнен-

ность принимается равной 100 %, то $k_{\text{охв.з}}=1$, а $\eta=k_{\text{вт.}}, k_{\text{охв.вт.}}$. Однако практически скважины никогда не эксплуатируются до 100 % обводненности. Рациональная величина конечной обводненности продукции скважин зависит от многих экономических, а также технических и геологических факторов. В настоящее время многими исследователями она признается равной 98 %. Определение коэффициента охвата заводнением для заданного уровня конечной обводненности продукции скважин производится по методике ВНИИ [Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В., 1970 г.] с учетом реализуемой системы разработки, среднего значения проницаемости, ее вариаций, других коллекторских свойств пластов, а также физических параметров пластовых флюидов.

Определение $k_{\text{охв.з}}$ может быть произведено также в результате полного расчета технологических показателей за все годы разработки до достижения конечной обводненности скважин, равной 98 %. Однако выполнение таких расчетов отдельно для каждого пласта и участка представляется очень трудоемким. Целесообразно ограничиться выборочными расчетами для подтверждения возможности использования значений $k_{\text{охв.з}}$, определенных по средним характеристикам. Обычно достаточно определения одного значения этого коэффициента в целом для залежи, так как вариации его для разных участков залежи и разных типов коллекторов не превышают 5 %.

С использованием полученных таким образом исходных коэффициентов $k_{\text{в.}}, k_{\text{охв.вт.}}$ и $k_{\text{охв.з}}$ производится расчет дифференцированных коэффициентов нефтеотдачи для каждого элементарного объема залежи. С их помощью затем определяются начальные извлекаемые запасы на каждом участке, в каждом пласте, раздельно по каждому типу коллектора. На основании полученного распределения начальных извлекаемых запасов находятся суммарные извлекаемые запасы и средний коэффициент нефтеотдачи по каждому типу коллектора для отдельных блоков (участков), залежей и для месторождения в целом.

Таким образом, достигаются максимальная детализация и дифференциация сведений о строении месторождения, позволяющие совершенствовать реализуемую систему разработки не только в целом по залежи, но и на каждом локальном ее участке.

§ 4. Примеры комплексных геологических исследований на месторождении Узень по усовершенствованию системы разработки

Многопластовое месторождение Узень расположено на п-ове Мангышлак в Западном Казахстане. Особенности его геологического строения широко освещены в специальной литературе.

Основные эксплуатационные объекты месторождения (XIII—XVIII продуктивные горизонты) разрабатываются с помощью заводнения, осуществляемого по схеме блокового разрезания.

При проведении геологических исследований по изучению строения месторождения для полноценного и оперативного использования обширных исходных данных во ВНИИ была создана информационно-поисковая система «ИПС-Узень» [«Информационно-поисковая система...», 1978], включившая в себя информацию примерно по 1000 скважинам. С помощью «ИПС-Узень» выполнялся широкий круг исследований, некоторые из них рассмотрены ниже как примеры комплексных геологических исследований на разрабатываемых месторождениях.

4.1. Оценка фильтрационных характеристик объектов

Изучение характера изменения фильтрационных свойств пластов (мощности, проницаемости и комплексного параметра $k_{\text{пр}}h$) велось по каждому отдельному блоку-горизонту, т. е. участку залежи каждого горизонта, огра-

ниченному двумя параллельными разрезающими рядами нагнетательных скважин и внешним контуром нефтеносности данного горизонта. Расчет среднего значения проницаемости осуществлялся по следующей методике. По заданному адресу, в котором указывались номер блока и индексы пластов, производилась выборка значений мощностей и проницаемости по каждому пласту. Объем выборки для отдельных блоков варьировал от 100 до 900 пар значений. Подобранные значения распределялись в порядке возрастания проницаемости и строились в статистический ряд, т. е. выбирался интервал группирования данных (в данном случае 10^{-14} м²) и внутри каждой группы производилось суммирование мощностей, попадающих в данный интервал. Середина интервала значений проницаемости принимается за его среднее значение. Допустим, например, что после ранжирования выборка исходных данных имела вид

$H, \text{ м}$ 0,8 1,2 2,0 0,4 0,8 1,0 0,4 0,8 1,2 0,6 2,0 1,2 0,8
 $k_{\text{пр}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 10 10 11 14 18 20 21 21 26 28 30 35 36

После группирования при шаге $9,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ данная выборка преобразуется в статистический ряд:

$H, \text{ м}$ 5,2 4,0 4,0
 $\Delta k_{\text{пр}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 10—19,9 20—29,9 30—39,9
 $k_{\text{пр}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 15 25 35

Полученный статистический ряд использовался затем для расчета среднего взвешенного значения проницаемости (рис. 47), а также для расчета и построения дифференциальной и кумулятивной кривых распределения эффективных мощностей по интервалам проницаемости.

Т а б л и ц а 47

Результаты расчетов среднего взвешенного значения проницаемости пластов горизонта XIII для двух блоков

Пласт	$k_{\text{пр}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ для блоков		Пласт	$k_{\text{пр}} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ для блоков	
	4-А	5		4-А	5
a_1	184	141	Γ_1	130	380
a_2	307	80	Γ_2	76	252
Пачка А	240	113	Γ_3	38	226
b_1	150	165	Пачка Г	65	270
b_2	230	158	d_1	63	427
Пачка Б	214	161	d_2	95	137
v_1	65	236	d_3	101	125
v_2	83	165	Пачка Д	95	181
Пачка В	79	190			

Как видно из табл. 47, сопоставление значений проницаемости, рассчитанных для каждого пласта и пачки пластов по какому-либо блоку, позволяет выявить тенденции их изменения, характерные для данного участка залежи. Так, в блоке 5 фильтрационные свойства пород-коллекторов улучшаются вниз по разрезу горизонта XIII, а в соседнем блоке 4-А эта тенденция меняется на противоположную: проницаемость пластов увеличивается снизу вверх. Так как весь разрез горизонта XIII в добывающих и нагнетательных скважинах связывается одним фильтром, то выработка запасов и процесс обводнения продуктивных пластов в блоках 4-А и 5 будут происходить по-разному, а следовательно, и технологические решения по

увеличению выработки будут различными. Следует отметить, что для месторождения Узень, на котором осуществляется внутриконтурное блоковое заводнение при поперечном разрезании залежей, для эффективного контроля за процессом разработки и регулирования его необходимо знание индивидуальных особенностей разреза в каждом блоке.

Нефти месторождения Узень характеризуются высоким содержанием парафина, температура начала кристаллизации которого близка к пластовой температуре. Поэтому генеральной схемой разработки месторождения предусматривается закачка горячей воды для поддержания не только пластового давления, но и пластовой температуры. Однако фактически на месторождении велась закачка как горячей, так и холодной воды. В результате, как показывали исследования в скважинах, низкопроницаемые пласты не вовлекались в процесс активного вытеснения нефти водой. Для их приобщения к процессу вытеснения был намечен комплекс мероприятий, включающий переход на закачку только горячей воды, ввод под нагнетание очаговых скважин, повышение давления нагнетания, избирательную перфорацию в новых нагнетательных скважинах. Цель этих мероприятий — расширение диапазона работающих пластов и улучшение условий фильтрации флюидов. Для количественной оценки ожидаемого изменения были проведены расчеты средних фильтрационных характеристик с использованием ИПС.

Оценки выполнялись для трех расчетных вариантов: пластов с проницаемостью более $3 \cdot 10^{-13}$, более $1,5 \cdot 10^{-13}$ и более 10^{-14} м². При расчетах в каждом случае задавался тот или иной диапазон и в начальную выборку попадали только пласты, проницаемость которых соответствовала заданному условию. Затем отобранные данные обрабатывались по методике, описанной в начале настоящего параграфа (табл. 48).

Таблица 48

Результаты расчетов средних фильтрационных характеристик
для трех центральных блоков месторождения Узень

Горизонт	Блок	> $3 \cdot 10^{-13}$ м ²			> $1,5 \cdot 10^{-13}$ м ²			> 10^{-14} м ²		
		$k_{пр} \cdot \frac{h}{\times 10^{-15}} \text{ м}^2$	$h, \text{ м}$	$k_{пр} \cdot \frac{h}{\times 10^{-15}} \text{ м}^2$	$k_{пр} \cdot \frac{h}{\times 10^{-15}} \text{ м}^2$	$h, \text{ м}$	$k_{пр} \cdot \frac{h}{\times 10^{-15}} \text{ м}^2$	$k_{пр} \cdot \frac{h}{\times 10^{-15}} \text{ м}^2$	$h, \text{ м}$	$k_{пр} \cdot \frac{h}{\times 10^{-15}} \text{ м}^2$
XIII	3	782	1,5	1173	570	2,3	1311	157	11,0	1729
	3-A	461	0,9	424	294	2,5	719	109	9,9	1075
	4	672	2,9	1949	525	4,4	2312	258	9,9	2554
XIV	3	625	5,2	3251	421	10,3	4340	204	26,2	5345
	3-A	588	5,8	3412	400	11,5	3910	199	29,2	5811
	4	595	5,9	3508	382	13,3	5083	211	29,5	6225
XV	3	530	2,2	1166	368	4,8	1628	151	15,5	2341
	3-A	530	0,8	424	305	3,1	945	127	11,8	1499
	4	760	0,7	509	438	1,6	701	117	10,3	1205
XVI	3	641	5,7	3651	430	11,2	4814	294	18,1	5321
	3-A	606	3,8	2303	416	7,2	2998	229	15,7	3584
	4	419	2,2	922	304	4,3	1309	132	15,9	2099

Из табл. 48 видно, что расширение диапазона работающих пластов приведет к значительному уменьшению среднего значения проницаемости. Однако при этом значительно увеличится средняя величина эффективной нефтенасыщенной мощности, возрастет и среднее результирующее значение $k_{пр}h$ по сравнению с вариантом работающих пластов с проницаемостью более $3 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ на 71 % и по сравнению с вариантом работающих пластов с проницаемостью более $1,5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ на 29 %.

4.2. Оценка текущего коэффициента охвата пластов вытеснением

Полученное по рассмотренной выше методике значение коэффициента охвата пласта процессом вытеснения характеризует конечный или максимально возможный охват пласта при дренировании его скважинами. Текущее же значение этого коэффициента в течение всего периода разработки будет оставаться меньше этой величины, так как продвижение фронта воды осуществляется не равномерно, а избирательно, в первую очередь по зонам с лучшей фильтрационной характеристикой. На моделировании этого принципа, т. е. последовательного обводнения слоев с различными фильтрационными характеристиками, основан подход к оценке текущего коэффициента охвата пластов вытеснением.

При расчете максимального коэффициента охвата пластов процессом вытеснения в выборке исходных данных участвуют коллекторы всех диапазонов проницаемости, начиная с нижнего ее предела для Узени 10^{-14} м^2 . Если затем для этого же объекта рассчитывается коэффициент охвата пластов процессом вытеснения с выборкой, ограниченной только коллекторами с проницаемостью более $5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, то зоны развития коллекторов с проницаемостью в диапазоне $10^{-14} \text{—} 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ будут изображаться в модели как зоны отсутствия пласта. Соответственно меньшими будут значения общего объема пласта и охваченной процессом вытеснения его части. При этом величина уменьшения общего объема пласта полностью соответствует величине объема коллекторов с проницаемостью в диапазоне $10^{-14} \text{—} 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Уменьшение же охваченного вытеснением объема происходит за счет объема коллекторов не только данного диапазона проницаемости, но и других диапазонов, которые оказываются не охваченными процессом вытеснения из-за вновь образовавшихся зон отсутствия пласта. Таким образом, сопоставление двух расчетов позволяет выделить долю охваченного процессом вытеснения объема, которая контролируется коллекторами с проницаемостью в диапазоне $10^{-14} \text{—} 5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В этот объем могут входить и коллекторы с лучшей фильтрационной характеристикой, но так как их сообщение с нагнетательной и добывающей галереями осуществляется только через коллекторы с проницаемостью $10^{-14} \text{—} 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, то в целом для всей группы коллекторов скорость вытеснения будет определяться средней проницаемостью коллекторов в диапазоне $10^{-14} \text{—} 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ (подобно пропускной способности «широкого коридора и узкой двери»).

Аналогично определяются доли охваченного процессом вытеснения объема, контролируемые коллекторами других диапазонов проницаемости, т. е. с помощью последовательного сопоставления расчетов, выполняемых для пластов с проницаемостью более $5 \cdot 10^{-14}$, более 10^{-13} , более 10^{-12} и более $1,5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ и т. д. В результате по изучаемому объекту может быть получена структура охваченного процессом вытеснения объема с распределением его на доли, контролируемые коллекторами с разной проницаемостью.

Полученная таким образом структура охваченного процессом вытеснения объема пласта может быть использована в следующей приближенной расчетной схеме. Весь изучаемый объект, например отдельный блок какого-либо горизонта, представляется как единый многослойный неоднородный пласт с разобщенными слоями, соответствующими коллекторам с выделенными диапазонами проницаемости. Мощность каждого слоя пропорциональна доле охваченного процессом вытеснения объема, контролируемой коллекторами данного диапазона проницаемости.

Дренаживание этого схематизированного пласта происходит с помощью добывающей и нагнетательной галерей при постоянных условиях. В заводненных зонах слоев фильтрационное сопротивление остается равным сопротивлению в нефтяных зонах, т. е. предполагается снижение фазовой проницаемости в заводненной зоне, примерно равное снижению фиктивной (средней) вязкости жидкости в этой зоне. Выработка слоев при этом происходит пропорционально средним значениям их проницаемости, а прорыв воды в добывающую галерею — в направлении от более проницаемых слоев к менее проницаемым.

Когда полностью обводняется слой, контролируемый коллекторами наиболее высокого диапазона проницаемости более 10^{-12} м², фронт заводнения по другим слоям будет располагаться пропорционально средним значениям проницаемости этих слоев (рис. 146). Каждый слой будет обводнен настолько, насколько его проницаемость меньше проницаемости полностью обводнившегося слоя. Суммарный заводненный объем в каждый расчетный момент, соответствующий полному охвату заводнением очередного слоя, может быть определен по следующим формулам:

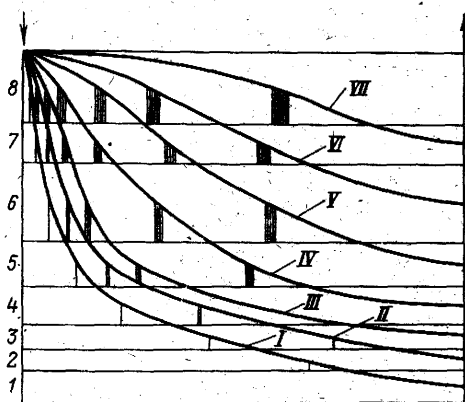


Рис. 146. Идеализированная схема охвата пласта процессом заводнения

Кривые I—VII — положение фронта нагнетания на момент обводнения соответствующего слоя.

I — $h=7,7\%$ (мощность обводнившегося слоя в процентах от общей мощности), $\bar{k}_{пр} = 10^{-12}$ м²; 2 — $h=2,7\%$, $\bar{k}_{пр} \approx 6,7 \cdot 10^{-13}$ м², 3 — $h=7,2\%$, $\bar{k}_{пр} \approx 5 \cdot 10^{-13}$ м²; 4 — $h=12,3\%$, $\bar{k}_{пр} \approx 2,4 \cdot 10^{-13}$ м²; 5 — $h=13,8\%$, $\bar{k}_{пр} \approx 1,2 \times 10^{-13}$ м²; 6 — $h=24,3\%$, $\bar{k}_{пр} \approx 7,3 \cdot 10^{-14}$ м²; 7 — $h=11,3\%$, $\bar{k}_{пр} \approx 3,9 \cdot 10^{-14}$ м²; 8 — $h=20,3\%$, $\bar{k}_{пр} = 2,1 \cdot 10^{-4}$ м².

$$V_{охв.з1} = \sum_{i=1}^{i=n} V_i \frac{\bar{k}_{пр i}}{\bar{k}_{пр 1}};$$

$$V_{охв.з2} = V_1 + \sum_{i=2}^{i=n} V_i \frac{\bar{k}_{пр i}}{\bar{k}_{пр 2}};$$

$$V_{охв.з3} = V_1 + V_2 + \dots + \sum_{i=3}^{i=n} V_i \frac{\bar{k}_{пр i}}{\bar{k}_{пр 3}};$$

где $V_{охв.з1}, \dots, V_{охв.зн}$ — суммарный охваченный вытеснением объем к моменту полного обводнения 1-го, ..., n -го слоя, м³;

V_i — объем i -го слоя, м³; $\bar{k}_{пр i}$ — среднее значение проницаемости i -го слоя, м²; n — число выделенных слоев (диапазонов проницаемости).

На основании определенного таким образом суммарного заводненного объема, величины коэффициента вытеснения (по лабораторным исследованиям) и начальных балансовых запасов объекта для каждого момента могут быть определены расчетные значения накопленной добычи нефти и текущей нефтеотдачи.

В то же время с учетом изложенных выше упрощений процесса фильтрации обводненность добываемой продукции в каждый рассматриваемый момент определяется формулой

$$O = \frac{\sum \bar{k}_{пр. обв} h_{обв}}{\sum \bar{k}_{пр. обв} h_{обв} + \sum \bar{k}_{пр. необв} h_{необв}} \cdot 100 \%,$$

где O — средняя обводненность добываемой продукции, %; $k_{пр. обв} \bar{n}_{обв}$ — произведение среднего значения проницаемости и мощности (выраженной в долях от охваченного заводнением объема) для обводнившихся слоев, m^2 ; $k_{пр. необв} \bar{n}_{необв}$ — произведение среднего значения проницаемости и мощности (выраженной в долях охваченного заводнением объема) необводнившихся слоев, m^2 .

На основе использования данной методики были произведены расчеты соотношения между текущими значениями обводненности и нефтеотдачи для различных блоков. Узеньского месторождения. На рис. 147 в качестве примера показана динамика обводнения по блоку 9 горизонта XIII. На график нанесены точки, характеризующие фактическую среднюю обводненность по этому блоку за 1976, 1977 гг. Из рис. 147 видно, что фактическая обводненность несколько выше расчетной (кривая 1). Это явление, может быть, обусловлено тем, что на данной стадии разработки не все пласты вовлечены в активное заводнение и коллекторы с худшей проницаемостью фактически остаются вне дренирования. Модель допускает корректировку с учетом этого положения. Весь расчет повторяется, но при условии, что коллекторы нижнего диапазона проницаемости (например, слой, соответствующий диапазону $10 \cdot 10^{-14}$ — $5 \cdot 10^{-14} m^2$) не участвуют в дренировании. Кривая 2 на рис. 147 показывает скорректированную по этому условию динамику обводнения. Сопоставление расчетных и фактических данных обводненности показывает, какому расчетному моменту примерно соответствует текущее состояние разработки, какой текущий охват заводнением достигнут к этому моменту.

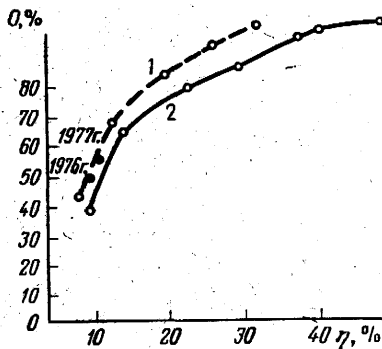


Рис. 147. Прогнозные кривые обводненности

При условии работы: 1 — всех коллекторов; 2 — коллекторов с проницаемостью более $5 \cdot 10^{-14} m^2$

Глава XIX

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 1. Контроль за разработкой как комплексная геолого-промысловая задача

Контроль за разработкой любого нефтяного месторождения осуществляется на протяжении всего периода добычи нефти. Он проводится для того, чтобы получить надежную информацию, необходимую для решения следующих основных задач управления процессом разработки:

- планирования видоизменений и уточнений принятой системы разработки;
- проектирования геолого-технических мероприятий по регулированию осуществляемой системы разработки;
- контроля за степенью выработки запасов;
- контроля энергетического состояния залежей;
- контроля технического состояния скважин и скважинного оборудования;

— оптимизации режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;

— оперативного планирования распределения добычи нефти и закачки рабочих агентов по залежам, объектам, участкам, блокам, скважинам;

— оценки эффективности различных геолого-технических мероприятий по регулированию и интенсификации процессов разработки (переноса нагнетания, обработки призабойной зоны, изменения режимов работы скважины, ремонта скважин и т. п.).

Эффективное решение этих задач может быть осуществлено только на основе комплексного использования первичной геологической информации по каждой скважине и информации по контролю за разработкой. Первичная геологическая информация обычно включает сведения по каждой пробуренной скважине о геологическом строении залежи (характеристика пород разреза, глубина их залегания, строение и мощность продуктивных отложений, их коллекторские свойства, нефтенасыщенность и т. п.), о начальных термобарических условиях продуктивных пластов, о свойствах нефти, газа и воды и о технической конструкции скважины (глубина пробуренного и искусственного забоев, размеры обсадных колонн, глубина интервала перфорации и тип примененного перфоратора, глубина подвески и диаметр насосно-компрессорных труб и т. п.).

Информация по контролю за разработкой накапливается в результате проведения комплекса промысловых, гидродинамических и геофизических исследований и измерений в скважинах. Эти комплексные исследования и измерения должны предусматривать проведение как единичных (разовых), так и систематических (периодических) замеров. Единичные замеры проводятся в каждой вновь пробуренной скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического мероприятия и смены оборудования в старых скважинах. К ним относятся, например, определение начальных характеристик скважин (дебит, обводненность, коэффициент продуктивности, забойное и пластовое давления, профиль притока или поглощения); отбор и анализ проб нефти, газа и воды; определение эксплуатационных характеристик скважин и оборудования до и после ремонтных работ и т. п.

Систематические (периодические) исследования включают измерения дебитов, обводненности, газового фактора, количества взвешенных частиц в закачиваемой воде, забойных и пластовых давлений; выявление работающих (отдающих нефть, воду или газ в добывающих скважинах и принимающих воду в нагнетательных скважинах) и неработающих пластов; установление интервалов притока воды и обводненных пластов; выявление загорованных пластов и т. п.

Одни и те же виды исследований и измерений в одних случаях необходимы для контроля начальных или конечных характеристик объектов или процессов (разовые), в других — для характеристики течения процессов (систематические), причем для различных процессов или задач может потребоваться разная их периодичность. Частота того или иного вида исследований (измерений) должна устанавливаться исходя из потребностей в информации тех задач управления процессом разработки, в которых она максимальна. Периодичность проведения исследований определяется их комплексом, который утверждается руководством геологической службы нефтедобывающего предприятия на конкретный срок и является обязательным на каждом разрабатываемом нефтяном месторождении.

Примерная периодичность и виды гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений по контролю за разработкой нефтяных месторождений, принятые в СССР, изложены ниже.

Частота замеров дебитов или приемистости скважин (и буферного давления для фонтанных скважин) зависит от абсолютной величины дебитов. Для низкодебитных скважин (до 5 т/сут) она составляет 1 раз в две недели, для среднедебитных (5—25 т/сут) — 1 раз в неделю, для высокодебитных (более 25 т/сут) — 2 раза в неделю. Кроме того, разовые замеры дебита осуществляются до и после проведения таких геолого-технических

мероприятий, как смена скважинного оборудования или изменение режима эксплуатации, изоляция или приобщение пластов, воздействие на призабойную зону и т. п.

Измерения обводненности продукции в высокообводненных скважинах (более 90 %) проводят 1 раз в две недели, тогда как в малообводненных скважинах, особенно в начальный период обводнения, частота замеров должна быть увеличена до 1—2 раз в неделю. Пробы попутной воды на химический анализ отбираются ежеквартально.

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, выполняются 1 раз в год, но при увеличенном газовом факторе, когда пластовое давление ниже давления насыщения, замеры учащают до ежеквартальных или даже ежемесячных.

Важнейшая информация о состоянии пластовых давлений (статических уровней) должна поставляться не реже 1 раза в полугодие, а по пьезометрическим и контрольным скважинам — ежеквартально. Кроме того, разовые замеры пластового давления осуществляются до и после проведения геолого-технических мероприятий в скважинах.

Состояние забойного давления (динамического уровня) в действующих добывающих и нагнетательных скважинах должно контролироваться не реже 1 раза в квартал, а также до и после проведения геолого-технических мероприятий в скважинах.

Гидродинамические исследования методом восстановления давления (уровня) выполняются 1 раз в два года. По фонтанным и газлифтным скважинам в то же время проводятся исследования методом установившихся отборов. Контроль за состоянием профилей притока проводится ежегодно, а профиль поглощения нагнетательных скважин снимается 1 раз в полугодие.

В обводненных скважинах 1 раз в год необходимо определять источники и интервалы обводнения пластов, вскрытых перфорацией.

Большое внимание уделяется качеству закачиваемой воды. Замеры, содержания в ней взвешенных частиц, окиси железа и нефтепродуктов (при использовании для закачки попутной воды) должны выполняться в каждую рабочую смену. Контроль герметичности и технического состояния обсадных колонн нагнетательных скважин проводится не реже 1 раза в год. Кроме того, в сети наблюдательных и опорных скважин выполняются специальные исследования по контролю за пластовой температурой, положением водонефтяного и газонефтяного контактов, состоянием нефте- и газонасыщенности пластов.

В результате проведения указанного комплекса исследований по каждой скважине накапливается значительный объем информации, характеризующей как начальные геолого-технические условия, так и изменение эксплуатационных характеристик скважин на протяжении всего периода их существования. Такие задачи управления процессом разработки, как оптимизация режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, оценка эффективности различных геолого-технических мероприятий, осуществляемых в скважинах, оперативное планирование распределения добычи нефти и закачки рабочих агентов по скважинам и др., требуют использования информации по каждой скважине практически независимо от данных по остальным скважинам и по всей залежи. Они решаются сравнительно просто в масштабах каждой данной скважины.

Однако основной задачей современного анализа разработки является определение мер по наиболее полному и эффективному использованию разведанных запасов нефти, по повышению нефтеотдачи всех пластов, объединенных в единый объект разработки. Решение этой задачи также базируется на использовании данных по индивидуальным скважинам, но требует синтеза всех сведений в масштабах объекта разработки. Непременное условие проведения анализа — создание модели геологического строения продуктивных пластов на основе проведения детальной корреляции разрезов скважин и использования текущей информации о работе пластов, их давлении, характере насыщения и т. п. В свою очередь, эти текущие данные,

отнесенные к достоверной геологической модели, позволяют получить объективные и достаточно полные сведения о ходе и полноте выработки запасов нефти. В целом для такого обобщенного анализа разработки в масштабе всей залежи необходим систематический контроль за энергетическим состоянием залежи (величиной и изменением пластового и забойного давлений), за охватом продуктивных пластов воздействием вытесняющего агента, за заводнением нефтяных пластов, а для некоторых нефтяных месторождений со специфическими свойствами нефтей — за изменением теплового режима продуктивных пластов.

Таким образом, геолого-промысловый анализ при контроле за разработкой нефтяных месторождений является комплексной задачей. Он требует использования многочисленных и разнообразных материалов геологических, промысловых, гидродинамических, геофизических и гидрогеологических исследований и измерений в скважинах. Эти материалы необходимо сопоставить, отобрать из них достоверные и синтезировать в обобщающую картину в масштабе всей залежи и месторождения.

§ 2. Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью и газовым фактором продукции, состоянием забойного и пластового давлений

2.1. Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью и газовым фактором продукции

Дебиты жидкости в каждой добывающей скважине, величина обводненности и газового фактора продукции служат основными показателями работы любого нефтяного промысла.

На обустроенных объектах определение дебита жидкости осуществляется на групповых замерных установках в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. Для каждой подключенной к установке скважины опытным путем устанавливается поправочный коэффициент C_{Π} , учитывающий разницу в величинах противодействия в выкидной линии во время замера дебита данной скважины и в процессе ее нормальной работы. С учетом этого коэффициента фактический дебит $q_{\text{факт}}$ определяется по формуле

$$q_{\text{факт}} = q_{\text{зам}} \left[1 + \frac{p_{\text{б. зам}} - p_{\text{б. факт}}}{q_{\text{зам}}} C_{\Pi} \right], \quad (\text{XIX.1})$$

где $q_{\text{зам}}$ — замеренный дебит в установке, м³/сут; $p_{\text{б. зам}}$ — давление на буфере скважины, замеренное в процессе определения дебита, МПа; $p_{\text{б. факт}}$ — давление на буфере во время нормальной работы скважины, МПа.

Поправочный коэффициент C_{Π} определяется экспериментально путем проведения специального исследования зависимости дебита от буферного давления в диапазоне, близком к нормальным условиям эксплуатации скважины. Это исследование включает: замер буферного давления $p_{\text{б. факт}}$ при работе скважины в общий коллектор, замер дебита в скважине $q_{\text{зам}}$ на групповой установке и замер возросшего (вследствие перевода продукции скважины на замерную линию) буферного давления $p_{\text{б. зам}}$; перевод скважины на режим эксплуатации с противодействием на буфере $p_{\text{б. факт}}$ превышающим давление $p_{\text{б. факт}}$ на 0,2—0,4 МПа; замеры дебита $q_{\text{зам}}$ на групповой установке и буферного давления $p_{\text{б. зам}}$.

На основании этих данных C_{Π} подсчитывается по формуле

$$C_{\Pi} = \frac{q_{\text{зам}}' - q_{\text{зам}}''}{p_{\text{б. зам}}'' - p_{\text{б. зам}}'}. \quad (\text{XIX.2})$$

При проведении исследований по определению поправочного коэффициента C_p необходимо пользоваться манометрами повышенного класса точности (образцовыми или контрольными) с такой шкалой, чтобы измеряемое давление составляло 50—80 % от предела измерения. Повторные определения поправочного коэффициента необходимо проводить при изменении способа эксплуатации скважины, при замене насосного оборудования, после подземных и капитальных ремонтов, а также в случае значительного (более 40 %) изменения дебита.

На необустроенных и разведочных площадях дебит в скважинах измеряется с помощью индивидуальных замерных установок, включающих трап и мерную емкость. Обязательными требованиями к замерам дебитов в этих условиях являются калибровка мерной емкости и проведение замера дебита при том же буферном давлении, что и во время нормальной эксплуатации скважины.

Обводненность продукции добывающих скважин обычно определяется лабораторным путем по пробам жидкости, которые отбираются из выкидных линий или мерных емкостей. Повышение представительности проб достигается путем установки пробоотборных кранов на вертикальных участках выкидных линий и увеличением числа одновременно отбираемых проб. Наиболее надежные средние значения обводненности за сравнительно длительный промежуток времени (месяц, квартал) могут быть получены в результате статистической обработки значительного числа определений.

Более точные данные об обводненности продукции получают путем анализа проб жидкости, отбираемых из мерных емкостей трубчатыми шупами.

Дебит попутного нефтяного газа на групповых замерных установках измеряется турбинными газовыми счетчиками (типа «Агат-1»), а на индивидуальных замерных установках — турбинными счетчиками или дифференциальными манометрами с дроссельными устройствами. Эти приборы устанавливаются на выкиде из трапа, их эксплуатация осуществляется в соответствии с требованиями инструкций. Исходя из дебитов газа и нефти в каждой скважине подсчитывается газовый фактор продукции.

Приемистость водонагнетательных скважин измеряется счетчиками или расходомерами диафрагменного типа, установленными на кустовых насосных станциях (КНС) в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов. Основным технологическим требованием к контролю за приемистостью является обеспечение возможности раздельного измерения приемистости по каждой нагнетательной скважине.

Полученные описанными выше способами данные о дебите, обводненности, газовом факторе и приемистости систематизируются и обобщаются в масштабе всего месторождения (залежи) в виде карт текущего состояния разработки. Эти карты строятся ежеквартально или 1 раз в полугодие. Для их построения на плане расположения добывающих и нагнетательных скважин вокруг каждой скважины наносятся в соответствующем масштабе круги, площади которых пропорциональны дебиту и приемистости скважин. У добывающих скважин с помощью сектора указывается обводненность продукции (1 % обводненности — 3,6°). Для наглядности сектор обводненности и круги приемистости добывающих скважин обычно закрашиваются голубым цветом, тогда как круги дебита нефти — коричневым. В случае необходимости, в частности для залежей с режимом газовой шапки и растворенного газа, у добывающих скважин также помечается величина газового фактора, причем особенно выделяются скважины с резко увеличенным его значением. Иногда наряду с картой текущего состояния разработки составляется карта суммарных отборов и закачки. Ее построение аналогично построению карты текущего состояния разработки. Эти карты в сочетании с картой изобар, характеризующей состояние пластового давления, дают наглядное представление о текущем состоянии разработки объекта и используются для оперативного руководства работой нефтедобывающих предприятий, установления норм отбора нефти и закачки воды, краткосрочного планирования добычи нефти, газа и попутной воды, планирования проведения геолого-технических мероприятий и т. п.

2.2. Контроль за энергетическим состоянием залежей

Основными характеристиками энергетического состояния залежей служат величины забойного давления действующих скважин и пластового давления в залежи. Наряду с величиной отбора пластовых флюидов они являются важнейшими показателями состояния разработки всех залежей нефти и газа.

Пластовым давлением в нефтепромысловой практике называют давление флюидов в длительно простаивающих скважинах и в скважинах действующих, но остановленных на период стабилизации забойного давления. В отличие от начального пластового давления неразрабатываемых залежей понятие о пластовом давлении в действующих скважинах разрабатываемых залежей довольно условно. После остановки действующей скважины в ней происходит процесс изменения давления (рост в добывающих скважинах и снижение — в нагнетательных) вследствие прекращения движения флюидов между пластом и скважиной. В конечном итоге давление примерно стабилизируется на некотором уровне, соответствующем давлению в пласте в окрестностях скважины. Это давление, которое не испытывает влияния от движения жидкости в самой скважине и призабойной зоне пласта, и называют текущим, или динамическим, пластовым давлением. Однако стабилизация давления никогда не бывает абсолютной, поскольку существует влияние соседних работающих скважин, причем на практике иногда трудно определить, под воздействием каких факторов происходит изменение давления в остановленных скважинах. Время выдержки скважин для замера стабилизированного пластового давления зависит в первую очередь от фильтрационных свойств пласта в районе скважины и на практике устанавливается опытным путем для каждой скважины. В длительно простаивающих и специальных пьезометрических скважинах указанная неопределенность понятия о пластовом давлении снимается.

Как указывалось, пластовое давление в скважинах определяется как путем прямых измерений глубинными манометрами, так и пересчетом по величине устьевое статического давления, глубине статического уровня, прямых замеров давления в какой-либо точке ствола скважин или же по величине дроссельной тепловой аномалии работающих пластов. Во многих действующих скважинах замеры пластового давления могут быть совмещены с замером забойного давления. Для этого глубинный манометр выдерживают на забое при работе скважины в течение определенного времени, достаточного для регистрации забойного давления, а затем закрывают скважину, не поднимая манометр. Он запишет кривую восстановления давления и величину стабилизировавшегося давления, которое принимается за пластовое. Однако если период восстановления давления превышает 4—6 ч, то обычно манометр спускают в скважину для замера пластового давления через 1—2 сут после ее остановки.

Для характеристики пластового давления в целом по залежи пластовые давления скважин обычно пересчитываются («приводятся») на глубину водонефтяного контакта или на некоторую горизонтальную плоскость, секущую объем залежи примерно пополам.

На основе определенных пластовых давлений по скважинам составляются карты пластового давления, или карты изобар. Периодичность составления карт изобар — 1 раз в квартал или в полугодие. Для построения карты изобар на избранную дату следует использовать замеры давления, максимально приближенные по времени к дате составления карты. В скважинах, где замер давления осуществлен задолго до составления карты, пластовое давление рассчитывается путем экстраполяции замеренного значения в соответствии с тенденцией изменения пластового давления по предыдущим замерам или по соседним скважинам. Во всех случаях следует избегать слишком далекой экстраполяции, чтобы не допустить грубых погрешностей. Кроме того, при экстраполяции необходимо учитывать изменения отбора и закачки, которые могут существенно повлиять на величину пластового давления.

Карты изобар дают наглядное представление о состоянии пластового давления в целом по залежи и ее участкам. Совместно с картой текущего состояния разработки они позволяют выявлять степень влияния закачки воды и отбора жидкости на эффективность процесса разработки, принимать решения по перераспределению отбора и закачки на площади залежи, управлять процессом разработки. Кроме того, с помощью карт изобар можно определять фильтрационные параметры пластов, выявлять характеристики законтурной области при разработке залежей в условиях упругого режима, прогнозировать перемещение контуров нефтеносности, составлять прогнозы поведения давления на будущее. Карты изобар дают также возможность определять среднее пластовое давление залежей, знание которого необходимо для подсчетов запасов нефти методом материального баланса и запасов газа методом падения давления. Таким образом, контроль за состоянием пластового давления разрабатываемых залежей и систематическое составление карт изобар являются чрезвычайно важными элементами геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и газовых месторождений.

Другой составляющий элемент энергетических условий разрабатываемых пластов — забойное давление в действующих скважинах.

Забойным давлением называется давление флюидов в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на глубине середины интервала перфорации. В добывающих скважинах забойное давление ниже пластового на величину забойной депрессии давления, в нагнетательных скважинах оно, наоборот, превышает пластовое давление на величину забойной депрессии. Забойное давление наряду с дебитом в скважинах (приемистостью) служит важнейшей эксплуатационной характеристикой действующих скважин. Его используют прежде всего для назначения технологического режима работы скважин и контроля за ним, а также при гидродинамических исследованиях как методом установившихся отборов для оценки коэффициента продуктивности и построения индикаторной диаграммы, так и методом восстановления (падения) давления для оценки фильтрационных параметров пластов. Основным требованием к определению забойного давления является обеспечение замеров при установившемся режиме работы скважин.

Забойные давления определяются различными способами в зависимости от конструкции, способа эксплуатации, технического состояния скважины и типоразмеров установленного на ней оборудования, а именно:

- прямым измерением глубинными манометрами непосредственно на забое скважины — в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважинах, а также в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство;

- измерением глубины динамического уровня или прямым измерением глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя — в скважинах механизированного фонда, а также в скважинах фонтанных, газлифтных и нагнетательных, где по техническим причинам невозможен спуск приборов на забой;

- измерением давлений на устье — в нагнетательных и добывающих скважинах, работающих в определенных условиях.

Следует отметить, что при использовании для расчета забойного давления замеров устьевого давления, динамического уровня или давления в разных точках рабочего канала, по которому осуществляется движение жидкости или газа, не учитываются потери давления на трение при движении в трубах. Поэтому такие расчеты дают заниженные результаты по сравнению с истинным забойным давлением. Поправки на трение могут быть определены путем сравнения прямых замеров забойного давления с расчетными значениями. Необходимость внесения этих поправок исключается, если для расчета забойного давления использовать замеры устьевого давления или динамического уровня не в рабочем, а в пьезометрическом канале скважины, где нет движения жидкости. В большинстве случаев скважины работают по колонне насосно-компрессорных труб, тогда пьезометрическим каналом может служить межтрубное пространство.

Прямые измерения забойного давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах производятся стандартными глубинными манометрами (МГГ-2У, МГГ-63/250, МГП-3М и др.) или комплексными приборами, имеющими датчики давления («Поток-5»). В скважинах механизированного фонда применяются малогабаритные глубинные манометры (МПМ-4, «Кастер» и др.), а если допускает конструкция скважины, — приборы с нормальными габаритами. Приборы должны спускаться на глубину интервала перфорации, а если это технически невозможно, — на максимально доступную глубину. Время выдержки приборов в точке замера давления должно составлять не менее 20 мин при установившемся режиме эксплуатации скважины. Результаты измерений фиксируются в журнале, где обязательно отмечается дата, глубина замера и тип использованного прибора.

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого замера давления глубинными манометрами, забойное давление рассчитываются по глубине динамического уровня в межтрубном пространстве. Глубина динамического уровня определяется с помощью эхолотов, уровнемеров или геофизических приборов. Перед замером глубины динамического уровня нельзя выпускать газ из межтрубного пространства, так как это приводит к вспениванию уровня и образованию столба газированной жидкости неизвестной плотности.

Измеренная глубина динамического уровня пересчитывается в забойное давление. Этот пересчет дает наиболее надежные результаты, если скважины добывают безводную нефть и давление на приеме насоса превышает давление насыщения нефти газом. В этом случае расчетная формула имеет следующий вид:

$$P_{\text{заб}} = (H_{\text{п}} - H_{\text{дин}}) \frac{\rho_{\text{н.пл}}}{10} \rho_{\text{г}}, \quad (\text{XIX.3})$$

где $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа; $H_{\text{п}}$ — глубина скважины от колонного фланца до середины интервала перфорации, м; $H_{\text{дин}}$ — глубина динамического уровня, м; $\rho_{\text{н.пл}}$ — плотность пластовой нефти, г/см³; $\rho_{\text{г}}$ — давление столба газа в межтрубном пространстве на глубине динамического уровня, МПа.

Величина $\rho_{\text{г}}$ с достаточной точностью определяется на основе замера устьевого давления газа $p_{\text{у}}$ по барометрической формуле (VI.5).

Гораздо сложнее производить пересчет динамического уровня в забойное давление для скважин, дающих обводненную продукцию. Средняя плотность жидкости на глубине ниже приема насоса в этом случае определяется объемной обводненностью потока, которая выше расходной обводненности, измеряемой на поверхности, поскольку нефть, как более легкая фаза, движется в стволе скважины быстрее, чем вода. Условия еще более усложняются, если давление на приеме насоса меньше давления насыщения нефти газом. При этом в стволе скважины движется газонефтеводная смесь, определить среднюю плотность которой обычно не представляется возможным. В этих случаях пересчеты динамических уровней в забойные давления обычно производятся с использованием экспериментальных зависимостей средней плотности потока от дебита, обводненности и динамического уровня, найденных путем сопоставления результатов прямых измерений давления глубинными манометрами с результатами замеров глубины динамического уровня.

Забойное давление определяется по величине давления на устье действующих скважин обычно только при условиях: 1) наличия насосно-компрессорных труб (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации; 2) отсутствия пакерующих устройств между НКТ и обсадной колонной; 3) герметичности НКТ и устьевого оборудования; 4) однородности жидкости, заполняющей НКТ и межтрубное пространство; 5) работы скважины только по одному каналу — НКТ или межтрубному пространству, тогда как второй канал используется в качестве пьезометрического для измерения давления. Практически этим требованиям отвечают

многие газовые и водонагнетательные скважины. Важно подчеркнуть, что применение для расчета забойного давления замеров устьевое давления только в пьезометрическом канале, где нет потока жидкости, исключает необходимость введения поправок на трение. Потери давления на трение возникают только в рабочем канале, их величина может быть определена по разности устьевых давлений в пьезометрическом и рабочем каналах.

Для газовых скважин забойное давление рассчитывается по той же барометрической формуле (VI.5), по которой находится и пластовое давление. Только в этом случае p_r — давление газа на устье межтрубного пространства во время работы скважины по НКТ.

Для водяных нагнетательных скважин забойное давление рассчитывается по формуле (VII.7) аналогично расчету пластового давления (p_r будет равно устьевому давлению в пьезометрическом канале). Средняя плотность воды определяется как средняя арифметическая величина между $\rho_{в.у.}$ — плотностью воды на устье скважины (находится прямым замером) и $\rho_{в.з.}$ — плотностью воды на забое. Для установления плотности воды на забое, нагнетательных скважин используется метод, изложенный в гл. V. При этом забойная температура может быть принята равной температуре закачиваемой воды, а ориентировочное значение забойного давления рассчитывается по формуле (VI.7), в которой используется значение $\rho_{в.у.}$

§ 3. Контроль за перемещением водонефтяного и газонефтяного контактов и заводнением нефтяных пластов

Контроль за перемещением водо- и газонефтяного контактов и заводнением нефтяных пластов — одна из важнейших и самых сложных проблем рациональной разработки нефтяных месторождений, особенно в условиях применения искусственного заводнения. Он включает выяснение путей и скорости движения пластовой и закачиваемой воды, определение степени вытеснения нефти из промытых водой пластов, прослеживание перемещения газонефтяного контакта, оценку влияния тех или иных особенностей геологического строения залежей и применяемой системы разработки на полную выработку запасов и принятие мер по повышению конечного коэффициента нефтеотдачи. Основной информацией для решения этих вопросов служат количественные определения коэффициентов нефтенасыщенности всех пластов-коллекторов в разрезах скважин; высотные отметки положения водонефтяного контакта (ВНК) в различных участках залежи; выделение нефтеносных, водоносных и обводненных пластов в разрезах скважин; степень обводненности продукции добывающих скважин; химический состав и минерализация попутных вод и т.п. Для газонефтяных залежей к этому перечню добавляется определение газонасыщенности пород и высотных отметок газонефтяного контакта (ГНК).

Прямое определение нефтенасыщенности пород возможно только по кернам, поднятым при бурении скважин на безводном промывочном растворе. В таком керна сохраняется практически неизменной вся погребенная вода. Определив количество этой воды и пористость породы, можно судить о коэффициенте нефтенасыщенности. В настоящее время выдвигается требование о необходимости бурения таких скважин на всех крупных нефтяных месторождениях до начала их разработки, чтобы можно было правильно судить о начальных запасах нефти. На разрабатываемых месторождениях эти задачи возлагаются на специальные оценочные скважины.

Массовые определения коэффициента нефтенасыщенности производятся по данным электрического каротажа в открытом стволе скважин об истинном удельном электрическом сопротивлении пластов. Связь удельного сопротивления с коэффициентом нефтенасыщенности через параметр насыщенности обычно обосновывается лабораторными опытами путем насыщения нефтью кернов, отобранных при бурении на обычных промывочных жидкостях. Наличие прямых определений нефтенасыщенности по керну, поднятому при бурении на безводном промывочном растворе, позволяет повысить

точность количественных определений нефтенасыщенности по величине удельного сопротивления пород.

В обсаженной скважине в настоящее время единственным методом количественной оценки нефтенасыщенности является импульсный нейтронный каротаж (ИНК). Физическая основа использования данных ИНК — связь среднего времени жизни тепловых нейтронов с коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью исследуемых пород. На характер этой связи существенно влияют минерализация пластовой воды, состав минерального скелета, глинистость пород, химический состав нефти. Эффективное использование ИНК для количественных определений нефтенасыщенности возможно при минерализации пластовой воды не менее 150 г/л NaCl и пористости пласта более 15 %. При меньшей минерализации воды, низкой пористости и высокой глинистости пород эти оценки носят лишь качественный характер. Следует также иметь в виду малую глубину ИНК.

Таким образом, не считая прямых определений по кернам, поднятым при бурении на безводных растворах, количественные сведения о коэффициенте нефтенасыщенности можно получить с помощью электрического каротажа в необсаженных скважинах и ИНК в обсаженных скважинах. В начальный период разработки, когда производится массовое бурение, электрический каротаж скважин дает основную информацию. По мере сокращения бурения ведущая роль переходит к методу ИНК. Однако вследствие ряда объективных причин и, прежде всего, того, что большинство месторождений заводится пресными водами, информативность этого метода обычно невысока и снижается по мере развития процесса обводнения залежей. Поэтому необходимо использовать все возможности при бурении новых скважин (на нижние горизонты, уплотняющие, контрольные и специальные оценочные) для получения данных о текущем коэффициенте нефтенасыщенности пластов.

Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки месторождения проводится главным образом по результатам геофизических исследований неперфорированных пластов. В работающих перфорированных пластах действующих скважин положение ВНК в прискважинной зоне может не совпадать с его положением на удалении от скважины вследствие влияния динамических сил.

Глубина ВНК устанавливается по кривым электрического каротажа, полученным в необсаженных скважинах, одновременно с определением нефтенасыщенности пород. Эти данные характеризуют положение текущего ВНК на дату бурения скважин, однако во многих пластах часто выделяются также следы положения первоначального ВНК. Объясняется это наличием остаточной нефти в промытой части пластов между текущим и начальным ВНК, в результате чего удельное сопротивление здесь характеризуется промежуточными величинами между низким сопротивлением водоносной части пласта ниже начального ВНК и высокими сопротивлениями нефтеносной части выше текущего ВНК.

Систематический контроль за положением ВНК в одних и тех же скважинах, обсаженных колоннами, осуществляется главным образом методами нейтронного каротажа со стационарным источником нейтронов в модификациях нейтронного гамма-каротажа (НГК) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НК-Т) и методами нейтронного каротажа с импульсным источником нейтронов (ИНК) в модификациях импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК).

Возможности нейтронных методов для разделения нефтеносной и обводненной частей пласта связаны с содержанием атомов хлора в обводненной части пласта, но зависят также от минерализации погребенной воды в нефтеносной части пласта. Наиболее благоприятными условиями являются высокая минерализация вытесняющей и погребенной воды и высокая пористость пласта. Если эквивалентное содержание NaCl в единице объема породы меньше 0,3 % (что примерно соответствует содержанию в воде 15 г/л NaCl при пористости пород 20 %), то применение нейтронных методов для

выделения нефтеносной и водоносной частей пласта вообще становится невозможным. Это основное ограничение нейтронных методов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, заводняемых пресной водой. При эквивалентном содержании NaCl, составляющем около 0,3—2,0 % объема породы (это соответствует содержанию NaCl в воде 15—100 г/л при пористости пород 20 %), контроль за положением ВНК затруднен, но в ряде случаев все же возможен по данным ИННК. В наиболее благоприятных условиях, когда эквивалентное содержание NaCl превышает 2 % объема породы (т. е. при минерализации воды более 100 г/л и пористости породы 20 %) положение ВНК надежно определяется по всем диаграммам НГК, НК-Т и ИНК.

Если пласт заводняется пресными водами, то нейтронные методы в принципе не дают указания на положение ВНК. Однако и в этом случае систематические исследования скважин нейтронными методами оказываются очень полезными. Опреснение вод, обводняющих нефтяные пласты, происходит длительное время. Даже в условиях внутриконтурного заводнения на фронте вытеснения обычно формируется вал минерализованной воды, соленость которой мало отличается от солености погребенной воды. Своевременно выполненные исследования скважин на начальной стадии обводнения позволяют контролировать процесс вытеснения нефти сначала минерализованной водой, а затем все более опресненной. При большом опреснении известную помощь могут оказать дополнительные исследования методами ГК и термометрии. Значения ГК позволяют выявить радиогеохимические аномалии, обычно сопровождающие процесс обводнения, а с помощью термометрических исследований обнаруживается охлаждение пласта закачиваемой холодной водой. Используя эти материалы в комплексе с диаграммами нейтронных методов, часто удается достаточно уверенно определять ВНК и при подходе значительно опресненной воды.

Указанные методы являются основными для точного определения глубины ВНК как до начала разработки залежей, так и в процессе вытеснения нефти водой в период разработки. Многие исследователи неоднократно пытались определять глубину ВНК или долю заводненной мощности пласта в общей эффективной мощности по степени обводненности продукции. Для этого предлагались различные графики зависимостей обводненности от расстояния между нижним отверстием перфорации и ВНК, скорости подъема ВНК от изменения добычи нефти и воды, а также расчетные формулы. Однако многочисленные проверки этих предложений показали, что все они дают весьма приближенную оценку заводненной мощности и не страхуют от крупных погрешностей. Тем не менее, данные об обводненности продукции используются при анализе результатов прямых определений положения ВНК геофизическими методами. Как правило, эти данные характеризуют положение ВНК в разные периоды времени, и их корректировка, т. е. приведение разновременных замеров к единой дате анализа, осуществляется с привлечением материалов по обводненности продукции скважин.

Подъем ВНК в процессе разработки залежей нефти происходит с различной скоростью на разных участках залежей, причем первоначальная поверхность ВНК обычно искривляется, принимает изогнутую форму. Изучение особенностей перемещения водонефтяного контакта и контуров нефтеносности при разработке залежей нефти с заводнением занимает одно из важных мест при анализе разработки. В связи с многообразием природных условий продуктивных пластов и применяемых систем разработки поведение текущего ВНК может быть самым разнообразным.

Характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности наиболее прост при разработке залежей на естественном водонефтяном режиме и при законтурном заводнении. Продвижение воды определяется двумя основными факторами: соотношением вязкостей пластовой нефти и воды и неоднородностью строения продуктивного горизонта. Если отношение вязкостей нефти и воды близко к единице и особенно если оно меньше единицы, то обычно внешний контур нефтеносности перемещается быстрее внутреннего, ширина водонефтяной зоны сокращается, поверхность ВНК наклоняется в сторону

внутреннего контура нефтеносности, принимая иногда почти вертикальное положение. Это хорошо видно на рис. 148, где представлены профильные разрезы продуктивного пласта бобриковской залежи Коробковского месторождения с нанесенным положением текущего ВНК. Залежь разрабатывается при естественном водонапорном режиме и отношении вязкостей близко к единице. Достоверность определений текущего ВНК и выполненных построений подтверждается тем, что ВНК проведен на ряд дат — на начало 1971, 1972, 1973 и 1974 гг. Аналогичные условия установлены для Ярино-Каменноложского, Малгобек-Вознесенского и многих других месторождений с малой вязкостью нефти. Характерно, что в этих условиях расчлененность пласта почти не оказывает влияния на характер перемещения ВНК, который наклоняется в сторону внутреннего контура во всех пропластках так же, как и в монолитном пласте.

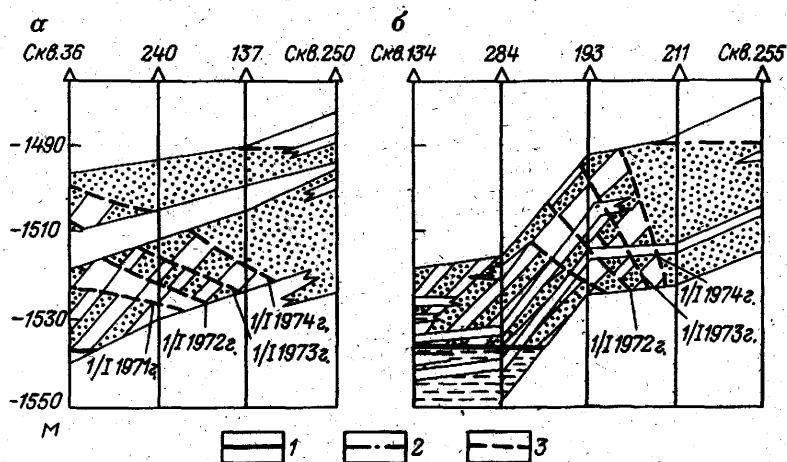


Рис. 148. Перемещение ВНК при отношении вязкостей нефти и воды, близком к единице (бобриковский горизонт Коробковского месторождения:

а — в расчлененном пласте; б — в сильно расчлененном пласте.
1 — начальный ВНК; 2 — начальный ГНК; 3 — текущий ВНК

Наклонное положение текущего ВНК при невысоких значениях отношения вязкостей нефти и воды предопределяет характер обводнения скважин. Обычно водный период их эксплуатации непродолжителен, он длится от нескольких месяцев до двух-трех лет, после чего наступает полное обводнение. Водонефтяной фактор в этот период (отношение количеств добытой воды и добытой нефти за период работы скважин с водой) очень невелик и составляет 0,2—0,3. Охват залежи заводнением происходит практически по всему ее объему, что обеспечивает высокую полную вытеснения нефти при малых объемах прокачанной воды. Практически происходит поршневое вытеснение нефти. Контроль за перемещением ВНК и контуров нефтеносности, как правило, осуществляется сравнительно просто и требует минимума геолого-промысловой информации. Ее основой может служить наблюдение за обводненностью продукции. Появление воды в продукции скважин, где пласт перфорирован до подошвы при условии качественного цементирования и целостности эксплуатационной колонны, свидетельствует о подходе ВНК к скважине. Его глубина в это время соответствует глубине подошвы пласта. Подъем ВНК по пласту в интервале фильтра сопровождается ростом обводненности продукции. Полное обводнение скважины указывает, что ниже верхних отверстий перфорации запасы нефти практически выработаны и текущий

ВНК находится выше этой отметки. Чтобы убедиться в равномерности перемещения ВНК и отсутствия невыработанных участков ниже текущего ВНК, обычно достаточно бурения одной-двух специальных оценочных скважин, в которых должна быть определена остаточная нефтенасыщенность пластов.

При отношении вязкостей нефти и воды 1,0—2,5 в монолитных пластах ВНК перемещается довольно равномерно, со слабым наклоном в сторону внутреннего контура, как и в случае разработки залежей маловязкой нефти. Достигается достаточно высокий охват залежи заводнением, за текущим ВНК практически не остается невыработанных целиков нефти. Если водонефтяная зона таких залежей занимает участки монолитного пласта, то выработка нефти из нее может осуществляться без бурения специальных скважин, за счет перемещения нефти к скважинам в чисто нефтяной части залежи. Однако в сильно расчлененных пластах при отношении вязкостей нефти и воды в пределах 1,0—2,5 характер перемещения ВНК существенно

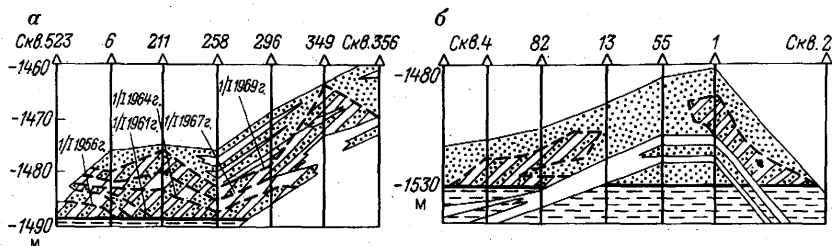


Рис. 149. Перемещение ВНК в расчлененном пласте

При величине отношения вязкостей нефти и воды: а — 2 (горизонт Д₁ Бавлинского месторождения); б — >3 (пласт Б₂ Красноярского месторождения).
Условные обозначения см. на рис. 148

изменяется. На рис. 149, а показан профиль через северную часть залежи горизонта Д₁ Бавлинского месторождения, где продуктивный пласт расчленен более или менее выдержанными глинистыми прослоями. Видно, что ВНК резко искривляется, внутренний контур нефтеносности перемещается интенсивнее внешнего. При этом может происходить опережающее продвижение воды по наиболее проницаемым пропласткам, а поверхность ВНК может иметь наклон на одних участках в сторону внешнего контура, на других — в сторону внутреннего, т. е. в целом будет волнистой. За установленным текущим внешним контуром могут оставаться невыработанные целики нефти. В водонефтяной зоне запасы нефти практически остаются неподвижными и для их отбора требуется бурение специальных добывающих скважин. Существенно увеличивается продолжительность водного периода эксплуатации скважин, а водонефтяной фактор в водный период обычно превышает единицу.

Для контроля за перемещением ВНК и полнотой извлечения нефти при отношении вязкостей нефти и воды, равном 1—2,5, совершенно недостаточно сведений об обводненности продукции. Даже полное обводнение скважин в этих условиях не гарантирует от того, чтобы в пределах перфорированного интервала или ниже него не остались невыработанные нефтеносные пропластки. Поэтому в систему контроля помимо наблюдений за характером и степенью обводненности продукции необходимо включить регулярные радиометрические исследования в скважинах и бурение оценочных скважин. Радиометрические исследования проводятся либо в специальных контрольных скважинах с неперфорированными колоннами, либо в скважинах, пробуренных на нижележащие горизонты, либо непосредственно в скважинах основного эксплуатационного фонда.

Наиболее сложный характер приобретает перемещение ВНК и контуров нефтеносности при величине отношения вязкостей нефти и воды более 2,5.

Даже в монолитных, макрооднородных пластах при таком отношении вязкостей происходит избирательное опережающее обводнение одних интервалов и существенное отставание перемещения контурной воды по другим интервалам пластов. Эти условия показаны на рис. 149, б на примере залежи пласта Б₂ Красноярского месторождения, где величина отношения вязкостей нефти и воды превышает 3. Построить карту поверхности текущего ВНК обычно затруднительно, в разрезах обводненных скважин остаются нефтеносные интервалы, которые могут располагаться выше обводненных интервалов, ниже них и между ними. В процессе разработки увеличиваются размеры водонефтяной зоны; охват залежи заводнением невысокий и значительно осложнены условия выработки запасов, особенно вблизи кровельной части пласта.

Подобный характер продвижения воды по пласту приводит к сокращению продолжительности безводной работы скважин, тогда как водный период нередко оказывается растянутым на десятки лет. Водонефтяной фактор за водный период достигает величины 5—10 и даже более. Естественно, что в этих условиях к системе контроля должны предъявляться максимальные требования, должно быть увеличено число контрольных скважин, исследуемых методами радиометрии.

При внутриконтурном заводнении значительно возрастает разнообразие условий перемещения закачиваемой воды. При отношении вязкостей нефти и воды менее 2,5 обычно происходит близкое к поршневому вытеснение нефти водой, практически вся мощность пласта охватывается заводнением. Однако при отношении вязкостей более 2,5—3,0 начинает резко сказываться различие проницаемостей по прослоям или внутри монолитных пластов, фронт вытеснения продвигается отдельными языками, прорываясь далеко вперед по высокопроницаемым выдержанным пластам или прослоям и отставая в низкопроницаемых пластах. Контроль за перемещением ВНК и заводнением продуктивных пластов значительно осложняется. Если в условиях монолитных пластов в этом случае все же можно говорить о перемещении ВНК, используя для его контроля материалы радиометрических исследований скважин, а также данные электрометрии вновь бурящихся скважин, то в условиях расчлененных пластов этих материалов явно недостаточно. Основное внимание приходится уделять выяснению, какие из пластов и прослоев в разрезе каждой обводненной скважины нефтеносные, какие пласты отдают чистую воду, а какие — нефть с водой. Комплекс методов, направленный на решение этих вопросов, обычно называется комплексом по контролю за перемещением фронта закачиваемых вод. Он охватывает описание выше работы по количественной оценке нефтенасыщенности пластов и определению положения ВНК в специальных контрольных скважинах с неперфорированной колонной, в скважинах на нижележащие горизонты и в новых пробуренных скважинах, но в основном базируется на проведении специальных исследований в действующих добывающих скважинах. Во многом эти исследования сходны с исследованиями по выявлению работающих и неработающих интервалов и обычно осуществляются в комплексе с последними (см. § 4 настоящей главы).

Для выявления интервалов обводнения в перфорированных пластах действующих скважин используется широкий набор различных методов, которые можно подразделить на четыре группы:

- методы, изучающие пласты, — это различные радиоактивные методы ИНК, НК-Т, НГК, ГК;

- методы, изучающие состав смеси в стволе скважины, — гамма-плотнометрия, диэлектрическая влагометрия, резистивиметрия, кислородный каротаж скважинной жидкости и др.;

- термокондуктивная расходометрия и механическая потокометрия совместно с влагометрией;

- термометрия.

Особенности исследований перфорированных пластов радиоактивными методами обуславливаются тем, что в стволе скважины находится неоднородная смесь жидкостей (иногда и с газом в свободной фазе), цементный

камень может быть разрушен или осолонен и т. п. Поэтому на результаты исследований сравнительно малоглубинными методами НГК и особенно НК-Т может оказывать сильное влияние ближняя прискважинная зона, в связи с чем использование этих методов для перфорированных пластов более ограничено, чем для неперфорированных.

Возможность применения метода ГК базируется на радиогеохимическом эффекте. Он проявляется в повышении интенсивности естественного гамма-излучения пластов после прохождения фронта вытеснения нефти водой вследствие того, что в головных частях воды, внедряющейся в залежь, обычно наблюдаются повышенные концентрации радия. По мере удаления фронта вытеснения радиоактивность вод, находящихся в данной точке пласта, снижается, но все же интенсивность гамма-излучения сохраняется высокой. Высокая радиоактивность после прохождения фронта вытеснения объясняется, по-видимому, необратимой адсорбцией радиоактивных солей на цементном камне. Радиогеохимический эффект является четким показателем прохождения фронта вытеснения и широко используется для выделения обводненных пластов. Ограничения метода обусловлены радиоактивным загрязнением ствола скважины и осаждением радиоактивных солей в разрушенном цементе против нефтеносных пластов. Поэтому наиболее эффективно применение метода ГК на ранней стадии обводнения.

Самые достоверные данные о характере насыщения перфорированных пластов получают с помощью метода ИНК в модификации ИНГК при высокой минерализации обводняющих вод и ИННК при низкой их минерализации. Приемы интерпретации этих данных и ограничения их применения те же, что и при исследовании неперфорированных пластов. Ограничения связаны в основном с опреснением вод, внедряющихся в нефтяные пласты. Кроме того, недостаточно эффективны методы ИНК на ранней стадии обводнения (примерно до 30—40 % обводненности продукции), так как начальная стадия обводнения обычно связана с прорывом воды по маломощным прослоям с повышенной проницаемостью, которые трудно выделить в основной толще нефтеносного пласта.

Методы, с помощью которых изучают состав смеси в стволе скважины, совместно с потокометрическими исследованиями дают наиболее надежные результаты в случае достаточно высокого дебита, невысокой обводненности продукции и при расположении обводненного пласта в нижней части интервала перфорации. Если пласт, отдающий воду, расположен между нефтеносными пластами, то интерпретация результатов затрудняется. Особенно сложные условия возникают, если приток воды происходит из нескольких пластов, чередующихся с нефтеносными пластами. При использовании результатов этих методов необходимо помнить, что они показывают только интервалы притока воды и нефти в ствол скважины (но не работу самих пластов), и поэтому на них в значительной степени влияет техническое состояние скважины (герметичность колонны и цементного камня за колонной).

Применение термометрии для выделения обводненных пластов основано на том, что температура закачиваемой воды, как правило, значительно ниже пластовой и охлаждение пластов в разрезе скважины обычно однозначно указывает на прохождение закачиваемой воды. Ограничения метода связаны с тем, что, во-первых, термометрия неинформативна при естественном водонапорном режиме (а также в большинстве случаев законтурного заводнения) и, во-вторых, фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения и поэтому охлаждение характерно для достаточно промытых водой пластов, а начальные этапы обводнения обычно не улавливаются.

По сравнению с выделением обводненных неперфорированных пластов интерпретация материалов термометрии добывающих скважин в интервалах перфорации имеет свои специфические особенности. Обычно она осуществляется путем сравнения фактической величины дроссельной тепловой аномалии с ее расчетной величиной для случая притока только чистой нефти, а также калориметрических эффектов — фактического с расчетным для не-обводненного пласта.

Совпадение фактической величины дроссельной тепловой аномалии с расчетной однозначно указывает на работу данного пласта нефтью. Меньшая величина тепловой аномалии, вплоть до изменения ее знака, отражает проявление посторонних факторов, таких как подход по перфорированному пласту холодной закачиваемой воды, поступление флюида из нижележащих пластов в результате заколонной циркуляции или из мест негерметичности колонны в зумпфе скважины, большой газовый фактор при работе пласта с забойным давлением, намного меньшим давления насыщения, прекращение работы пласта (если приток жидкости из пласта прекратился, но естественное тепловое поле в этом интервале еще не восстановлено, что отмечается уменьшением во времени дроссельной аномалии). Поэтому при регистрации дроссельной тепловой аномалии, меньшей расчетной, для правильного суждения о составе флюидов в пласте необходимо использовать результаты других методов изучения работы пласта и состава поступающих флюидов.

Обводнение нижнего работающего пласта при постоянной забойной депрессии выявляется по уменьшению дроссельной тепловой аномалии в связи с двукратным различием коэффициента Джоуля — Томсона для нефти и воды. Прорыв воды по подошвенной части пласта отражается температурной ступенькой на термограмме. Причина появления ступенек выясняется по термограмме, снятой в остановленной на 2—3 ч скважине. При обводнении пласта интервал прорыва воды выделяется более низкими значениями температуры по сравнению с температурой необводненной части пласта. Это заключение обычно контролируется данными потоко- и влагометрии.

Обводнение верхних перфорированных пластов вызывает сдвиг температурной кривой в сторону меньших значений температуры. Величина калориметрического эффекта не соответствует дебиту пласта, что выявляется путем сравнения фактической величины калориметрического эффекта с расчетной для необводненного пласта. Если фактическая величина калориметрического эффекта превышает расчетную, значит, работающий интервал обводнен.

На термограммах остановленных добывающих скважин работающие необводненные пласты отмечаются положительными аномалиями и, наоборот, обводненные интервалы характеризуются пониженной температурой относительно соседних участков.

Таким образом, подход фронта охлаждения на термограммах работающих добывающих скважин отражается: в интервале нижнего работающего пласта — постепенным уменьшением и исчезновением положительного дроссельного эффекта и охлаждением обводненного интервала; в интервалах верхних работающих пластов — аномальным ростом калориметрического эффекта. В остановленной скважине против обводненного пласта фиксируется отрицательная аномалия. Для надежной интерпретации результатов термометрии следует иметь начальную геотерму скважины, термограмму в работающей скважине и термограмму в остановленной на 2—3 ч скважине. Весьма полезно, а в ряде случаев необходимо привлечение материалов других методов исследований.

Комплексная интерпретация результатов всех видов исследований по выявлению интервалов обводнения скважин, где перфорировано несколько пластов, проводится в такой последовательности: 1) выявляются работающие пласты; 2) устанавливаются интервалы притока воды в скважину; 3) выделяются обводняющиеся пласты; 4) оценивается интервал обводнения (обводненная мощность) каждого из обводняющихся пластов. Для решения этих вопросов в масштабах каждой данной скважины часто оказывается недостаточным использование перечисленных выше исследований самой скважины и приходится привлекать также данные в масштабе всей залежи или участка залежи по охвату пластов воздействием, состоянию пластовых и забойных давлений, принимающим воду интервалам нагнетательных скважин и т. п.

На практике далеко не по всем скважинам можно провести необходимые исследования и выделить обводненные интервалы. В этих условиях большую роль играет геологическое обобщение всех имеющихся фактических материалов с учетом состояния разработки и особенностей строения каждого пласта.

Для этого на карты распространения коллекторов наносится начальное положение контуров нефтеносности, на этих же картах показывается мощность нефтенасыщенной части пласта в водонефтяных зонах и выделяются участки со сходными условиями залегания нефти и системами воздействия. Условными знаками изображаются объемы отбора нефти и вероятное положение фронта закачиваемой воды, рассчитанное в соответствии с объемом закачки, емкостными свойствами пород на основе предположения, что происходит вытеснение нефти по всей мощности пласта. Далее карты нефтенасыщенной мощности корректируются по результатам фактических скважинных замеров положения БНК и интервалов обводнения. Дополняя эти данные материалами по обводненности продукции, химизму попутной воды и давлениям в тех скважинах, где нет прямых замеров интервалов обводнения, анализируя их и корректируя между собой, добиваются максимальной сходимости всех данных. Затем выявляются общие закономерности характера заводнения в пределах каждого участка, выделенного по условиям залегания нефти и системам воздействия. Закономерности, установленные по нескольким скважинам, можно распространить на соседние скважины участка, по которым нет данных о заводнении пластов.

Такой анализ оказывает неоценимую помощь в прогнозе дальнейшего развития процесса заводнения и продвижения фронта вытеснения к новым, пока еще безводным скважинам. Он же дает возможность выявить застойные участки, где сохраняются неизвлекаемые запасы нефти, и наметить мероприятия по вовлечению их в разработку. Кроме того, материалы анализа позволяют составить карту мощности заводненной части пласта и судить о коэффициенте нефтеотдачи заводненной зоны, что, в свою очередь, дает возможность делать выводы об эффективности применяемой системы разработки.

При разработке нефтегазовых залежей к необходимости контроля за заводнением нефтяных пластов прибавляется необходимость контроля за перемещением газонефтяного контакта. Этот контроль осуществляется в перфорированных интервалах по материалам нейтронных методов НГК, НК-Т, ИНК, а в перфорированных интервалах — по материалам нейтронных методов, термометрии, гамма-плотнометрии, а также промысловым данным о дебите газа и нефти. Основную информацию дают стационарные нейтронные методы НГК и НК-Т. Разделение пород на газоносные, с одной стороны, и нефтеносные и водоносные, с другой, по данным нейтронных методов основано на существенно меньших водородсодержании и плотности газоносных пластов, что фиксируется повышенными значениями НГК и НК-Т против газоносного пласта при измерениях с зондами, большими инверсионного. По этому признаку производится определение ГНК (а также определение ГВК в газовых залежах) и контроль его перемещением (рис. 150). В неоднородных пластах положение ГНК может быть установлено сравнением предыдущей и последующей диаграмм нейтронных методов, если за время между измерениями произошло перемещение ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет определять положение ГНК в момент как предыдущего, так и последующего измерения по точке начала увеличения значений на одной диаграмме относительно другой. В настоящее время для некоторых благоприятных случаев разработана методика количественной оценки газонасыщенности нефтеносных пластов, в которые проник газ.

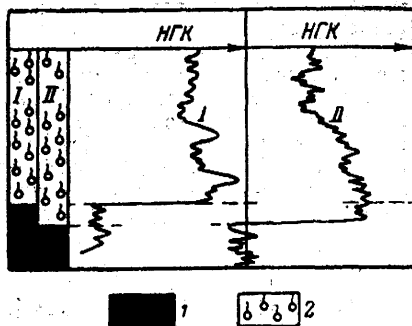


Рис. 150. Контроль за перемещением ГНК методом НГК

I, II — диаграммы НГК на разные даты.
1 — нефть; 2 — газ

Прорывы газа из газовой шапки или разгазирование нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения ее газом в неперфорированном пласте сопровождается резким увеличением газового фактора добываемой продукции. Интервалы поступления газа можно выявить методами НГК или НК-Т путем сравнения диаграмм, снятых в действующей скважине и после бурения. Этот же прием дает возможность выявить заколонные перетоки газа в вышележащие пласты. На термограммах действующих скважин интервалы притока газа выделяются резкими отрицательными аномалиями вследствие дросселирования газа.

Обработка материалов по контролю за перемещением ГНК сводится к следующему. Материалы замеров положения ГНК представляются в виде графиков изменения во времени положения ГНК по всем скважинам. По ним рассчитывается скорость перемещения ГНК и выявляются участки залежи с аномально низкими и аномально высокими скоростями. Эти материалы используются при оперативном анализе состояния разработки залежи и выработке мероприятий по регулированию разработки.

При существенном расширении газовой шапки, как правило, для залежей с газонапорным режимом, через определенные промежутки времени, обычно через год-два, строятся карты мощности пород, занятых расширяющейся газовой шапкой, и по балансу начальных запасов нефти, содержащихся в этих породах, и нефти, добытой за счет расширения газовой шапки, оцениваются коэффициенты нефтеотдачи загазованной зоны. Если определены коэффициенты газонасыщенности этих пород, можно оценить коэффициент вытеснения нефти газом по формуле

$$k_{вт} = k_r / k_{н. \text{нач.}} \quad (\text{XIX.4})$$

где k_r — коэффициент газонасыщенности ранее нефтеносных пород под газонефтяным контактом, занятых газом; $k_{н. \text{нач.}}$ — начальная нефтенасыщенность этих пород.

Эти материалы позволяют оценивать эффективность разработки залежи и судить о конечных извлекаемых запасах нефти.

§ 4. Контроль за охватом продуктивных пластов воздействием вытесняющего агента

Коэффициент охвата продуктивных пород воздействием вытесняющего агента (обычно закачиваемой воды) представляет собой отношение объема продуктивных нефтенасыщенных пород, испытывающих влияние вытесняющего агента, к суммарному объему этих пород. Аналогично в разрезе каждой скважины коэффициент воздействия определяется как отношение мощности пластов, подвергшихся воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной мощности. Степень воздействия — определяющий фактор эффективности применения большинства современных систем разработки и достижения максимальной нефтеотдачи залежей. Контроль за полной охватом пласта процессом воздействия и проведение геолого-технических мероприятий по увеличению охвата продуктивного пласта воздействием являются важными задачами геолого-промыслового анализа.

Контроль за коэффициентом охвата залежи заводнением сравнительно просто осуществлять для однопластовых залежей, где можно не учитывать характер охвата по мощности и достаточно ограничиться только площадной картиной. Состояние выработки запасов в этом случае определяется дебитом нефти в скважинах и суммарной ее добычей. Зная текущие отборы и накопленную добычу нефти по участку залежи или группе скважин, можно проводить сопоставление состояния разработки участков по текущему темпу отбора запасов и текущей нефтеотдаче. На основе такого сопоставления можно определить, какие из участков залежи разрабатываются недостаточными темпами, и наметить мероприятия по интенсификации их разработки.

О степени воздействия на однопластовую залежь можно судить также по состоянию пластового давления, изменению дебитов и условий эксплуатации скважин. На участках залежи со стабильным или растущим пластовым давлением воздействие достаточное, и наоборот, на участках со снижающимися пластовым давлением, уменьшающимися дебитами и устьевыми давлениями скважин, где приходится переходить на насосный способ эксплуатации скважин, влияние закачки оказывается недостаточным.

Таким образом, сопоставляя между собой карты изобар на ряд последовательных дат и анализируя изменение пластового давления по участкам во времени, можно судить о степени влияния закачки, выявлять участки, где пластовое давление снижается, и намечать мероприятия по усилению влияния закачки, по повышению коэффициента охвата залежи воздействием. По картам изобар нередко выявляются случаи экранирования давления от закачки ближайшими добывающими скважинами, в результате чего более удаленные участки оказываются под недостаточным влиянием. Обеспечить усиление влияния закачки на такие участки можно либо общим увеличением объема закачки, либо сокращением отбора из ближайших скважин, экранирующих влияние нагнетания.

Кроме карт изобар И. П. Чоловским и М. М. Ивановой было предложено использовать карты влияния закачки, на которых указываются зоны различного влияния закачки. В качестве критериев выделения этих зон обычно используются эксплуатационные характеристики добывающих скважин. Например, если система разработки предусматривает фонтанную добычу нефти, то обычно довольно уверенно выделяются три зоны различного влияния закачки: 1) зона активного влияния закачки, где обеспечивается устойчивое фонтанирование скважин; 2) зона ослабленного влияния закачки, где скважины эксплуатируются механизированным способом; 3) зона отсутствия влияния закачки, где в скважинах механизированного фонда происходит постоянное снижение дебитов и пластового давления.

Для построения карт влияния закачки зоны различного влияния наносятся на карту распространения разных типов коллекторов или на карту гидропроводности. Кроме того, удобно наносить ориентировочную площадь, занятую закачиваемой водой. Эта площадь по каждой скважине определяется по формуле

$$S = Q h m k_n \eta,$$

где Q — объем воды, закачанной через данную скважину; h , m — средняя мощность и пористость пласта в районе, предположительно занятом закачанной водой; k_n — коэффициент нефтенасыщенности; η — предполагаемый коэффициент нефтеотдачи промытой части пласта.

На более поздней стадии разработки площадь, занятая закачиваемой водой, должна уточняться по промысловым и геофизическим данным.

После нанесения на карту распространения различных типов пород (или гидропроводности) площадей, занятых закачанной водой, обычно становится наглядным, где может и где не может проявляться активное влияние закачки. Зоны активного влияния закачки обычно имеют прямую гидродинамическую связь с нагнетательными скважинами. На тех участках, где нет закачки воды или между линией нагнетания и зоной отбора имеется барьер проницаемости, трудно ожидать активного влияния закачки. В связи с этим целесообразно разделить весь объем коллекторов залежи на три группы по условиям их залегания относительно нагнетательных скважин.

Группа I — коллекторы, развитые без разрыва сплошности в зоне как нагнетательных, так и добывающих скважин. По таким коллекторам осуществляется прямая гидродинамическая связь зоны эксплуатации с нагнетательными скважинами, активно передается влияние закачки. Усилить воздействие можно увеличением объема нагнетания в имеющиеся скважины.

Группа II — коллекторы, развитые только в зоне отбора. Воздействие на них нельзя осуществить через имеющиеся нагнетательные скважины и требуется либо бурение новых нагнетательных скважин, либо перевод под закачку части добывающих скважин.

Группа III — коллекторы, развитые только в зоне нагнетательных скважин и не вскрытые добывающими скважинами. Такие коллекторы образуют тупиковые зоны и для выработки их запасов необходимо бурение добывающих скважин.

Материалы об объеме закачки, распространении различных типов коллекторов и их взаимосвязи с линиями нагнетания дают возможность делать предварительные выводы о степени влияния закачки на тот или иной участок залежи. Эти выводы уточняются по состоянию и динамике изменения пластового давления, дебитов и способов эксплуатации скважин. Комплексный анализ всех этих данных с учетом особенностей геологического строения залежи, распространения коллекторов различной продуктивности, связи их с нагнетательными скважинами и объемов нагнетания позволяет решать, к какой из зон влияния закачки относится каждая из рассматриваемых добывающих скважин, и проводить обоснованные границы зон. Для получения количественных данных об охвате пласта влиянием закачки необходимо произвести подсчет запасов нефти в пределах каждой из выделенных зон.

Задача контроля за охватом залежей воздействием значительно осложняется, если продуктивный горизонт состоит из отдельных, в той или иной степени изолированных друг от друга прослоев или если в один объект разработки объединено несколько пластов. Как правило, в этих условиях из-за различия коллекторских свойств разных прослоев влиянию закачки подвержена только часть эффективной мощности и степень воздействия по каждому из прослоев может быть существенно различной. Обычные замеры пластового давления, дебитов и приемистости скважин, вскрывающих многопластовые объекты, не характеризуют работу отдельных пластов и прослоев, поскольку измеренное давление обычно соответствует давлению в том пласте, где оно наиболее высокое, а дебит в скважине (приемистость) складывается из дебитов в нескольких работающих пластах. Поэтому основной задачей контроля за охватом воздействием многопластовых залежей является выяснение работающих (отдающих нефть и воду в добывающих скважинах и принимающих воду в нагнетательных скважинах) и неработающих пластов в разрезе каждой скважины. Более углубленное изучение этого вопроса требует также определения количественных характеристик работающих пластов — индивидуальных дебитов в них (приемистости) и состава (содержания воды) притекающих из каждого пласта флюидов. На решение этих сложных задач направлено большинство современных методов контроля разработки.

В настоящее время для определения работы пластов в разрезе скважин применяют целый ряд приборов и методов исследования, причем для получения надежных результатов часто прибегают к замерам не одним прибором, а их комплексом. В добывающих скважинах наибольшее применение получили методы механической расходомерии, термокондуктивной дебитомерии, термометрии, плотнометрии, влагометрии, резистивиметрии. В нагнетательных скважинах успешно используют механическую и термокондуктивную расходомерию, термометрию, закачку меченых веществ.

Кроме этих прямых методов судить о работе пластов продуктивного разреза в значительной степени помогают данные, полученные в результате фотокалориметрии нефтей, гидродинамических исследований по взаимодействию скважин, детальной корреляции разрезов всех скважин и т. п.

Механическая дебитомерия — расходомерия производится с помощью глубинных приборов с датчиком турбинного типа — свободно вращающейся вертушкой. Частота вращения вертушки пропорциональна объемному расходу жидкости. Меньшее применение получили приборы с датчиками других типов — поплавковыми, дисковыми и др. Результаты исследования механическими дебитомерами представляются в табличном и графическом видах. Таблица содержит сведения о глубине H каждой точки измерения и дебите жидкости q в каждой точке. На основании этих исходных данных рассчитывают и указывают в этой же таблице мощность ΔN интервалов между соседними точками измерения, дебит жидкости Δq из каждого интервала и удельный (отнесенный к единице мощности) дебит жидкости из

каждого интервала. Графическая форма — дебитограммы и расходограммы — представляет собой график изменения по глубине H суммарных измеренных дебитов q (интегральная кривая) и поинтервальных рассчитанных дебитов Δq (дифференциальная кривая).

Термокондуктивная дебитометрия — расходометрия основана на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока. Термодатчиком в приборах служит резистор, нагреваемый током до температуры выше температуры окружающей среды. Величина изменения температуры термодатчика, позволяющего судить о скорости потока, определяется по приращению либо сопротивления датчика (прибор STD-2), либо частоты (прибор ТЭД-2). К сожалению, на показания датчика влияет не только скорость потока, но и ряд других, трудно учитываемых факторов. Поэтому диаграммы термокондуктивных расходомеров используются главным образом для качественной интерпретации — выделения работающих и неработающих пластов, но не для получения количественных сведений о дебитах отдельных интервалов.

При использовании материалов потокометрии необходимо точно знать порог чувствительности применяемых приборов (он более высок у механических приборов по сравнению с термокондуктивными) и то, что эти приборы показывают работу не пласта, а фильтра скважины (перфорированной части колонны). При некачественном цементировании и наличии заколонной циркуляции работа пластов не соответствует работе фильтра. Случаи некачественного цементирования или нарушения целостности цементного камня за колонной в результате перфорации и последующей эксплуатации скважин не являются редкостью, особенно в нагнетательных скважинах с большим давлением.

В скважинах с отсутствием заколонной циркуляции материалы потокометрии позволяют достаточно надежно выделять работающие и неработающие пласты, отделенные друг от друга непроницаемыми породами, а по данным механической потокометрии можно также судить о количественном распределении дебита (приемистости) между работающими пластами.

Значительно более сложно интерпретировать значения потокометрии в пределах монолитных пластов, вскрытых перфорацией. Формально по диаграмме потокометрии и в этом случае можно выделить работающие и неработающие интервалы, определить долю работающей мощности пласта в суммарной перфорированной его мощности и провести количественный расчет поинтервальных дебитов (приемистостей). Нередко подсчитанная таким образом доля работающей мощности монолитного пласта отождествляется с коэффициентом охвата пластов воздействием по мощности. Однако накопленный опыт многочисленных повторных измерений профилей притока в скважинах большинства нефтедобывающих районов показывает, что такая интерпретация диаграмм потокометрии в интервалах монолитных пластов не отражает их фактическую работу и охват воздействием.

Профили притока, снятые в одних и тех же скважинах при одинаковом режиме их работы, как правило, не повторяются. Это установлено многочисленными исследованиями на всех месторождениях, особенно детальные работы были выполнены по Мухановскому, Узеньскому, Ромашкиному, Мегионскому, Западно-Сургутскому и другим месторождениям. При увеличении дебитов скважин, казалось бы, следует ожидать увеличения работающей мощности, однако по снятым дебитограммам такой закономерности не наблюдается. Например, анализ 150 дебитограмм по 54 скважинам Мегионского месторождения, выполненный И. П. Чоловским, показал, что более высоким дебитам соответствует большая работающая мощность только в 50 % случаев, тогда как для остальной половины приток дебитов либо совсем не отразился на работающей мощности (15 %), либо более высоким дебитам соответствовала меньшая работающая мощность (35 %). Уменьшение работающей мощности при увеличении депрессии на пласт противоречит имеющимся представлениям и может быть объяснено только искажающим влиянием на результаты измерений различных факторов (качества цементирования колонны, пакеровки и центрирования приборов, их точности и т. п.).

Для Ромашкинского месторождения было показано (Р. Н. Дияшев, и др.), что если принять коэффициент охвата равным величине, определенной по дебитомерам и расходомерам, то в пределах охваченной заводнением части пласта коэффициент текущей нефтеотдачи окажется значительно выше коэффициента вытеснения нефти, установленного по керну. При этом такой результат получается в то время, когда разработка указанной зоны пласта еще далеко не закончена. Несомненно, что фактически выработке подвергаются значительно большие объемы пласта, чем определенные по материалам потокометрии скважин.

Аналогичные выводы получены для Манчаровского месторождения (Ф. И. Ефремов и А. М. Ершов), где было снято 540 дебитограмм в 82 скважинах. Профили притока и поглощения, снятые неоднократно в одних и тех же скважинах, практически не повторялись, и работающие интервалы охватывали различные участки мощности пласта. Коэффициент охвата по каждой единичной диаграмме не превышал 50 %. Однако если построить суммарные профили притока (поглощения), учитывающие все потокометрические замеры, то для ряда скважин коэффициент охвата окажется равным 100 %. а в целом для 82 скважин он составит 78 % от перфорированной мощности. Нет сомнения, что однократные потокометрические исследования не отражают фактического движения жидкости в монолитном пласте, занижая фактические коэффициенты охвата пласта воздействием.

Таким образом, накопленный опыт применения дебитомеров и расходомеров показывает, что в скважинах с хорошим качеством цементирования их данные можно уверенно использовать для выделения работающих и неработающих пластов, отделенных друг от друга непроницаемыми разделами. В то же время непосредственное определение по профилям притока и приемистости работающей мощности в пределах монолитных пластов неправильно, так как приборы фиксируют работу только фильтра ствола скважины, а не самого пласта. Работающая мощность пласта, как правило, значительно больше, чем это фиксируется прибором.

Термометрические исследования дают ценные сведения о работе пластов в добывающих и особенно в нагнетательных скважинах, и в настоящее время широко применяются в комплексе исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений. Для надежной интерпретации результатов термометрии необходимо знание начального теплового фона месторождения, а также отличие температуры закачиваемых агентов от начальной пластовой температуры.

Наиболее полную информацию о работе пластов дает термометрия нагнетательных скважин. С ее помощью могут быть решены такие вопросы, как выявление работающих (поглощающих) пластов и качественная оценка их приемистости; выявление заколонных перетоков нагнетаемого агента в неперфорированные пласты и горизонты; установление мест нарушений обсадной колонны.

Физические предпосылки выделения поглощающих пластов по термограммам водяных нагнетательных скважин заключаются в следующем. В стволе действующей нагнетательной скважины с приемистостью свыше 200—300 м³/сут довольно быстро после начала закачки устанавливается псевдостационарный тепловой режим и температурная кривая имеет вид почти вертикальной линии с характерным изломом против подошвы нижнего поглощающего пласта. После прекращения закачки против непринимавших интервалов отмечается быстрое восстановление температуры, в то время как против поглощающих интервалов она остается без изменения длительное время или меняется незначительно. Обычно температура закачиваемой воды меньше пластовой.

Таким образом, в нагнетательной скважине после прекращения закачки происходит дифференциация температуры с образованием отрицательных тепловых аномалий против принимающих интервалов. По относительной величине аномалий можно дать качественную оценку приемистости отдельных пластов. Регулярные замеры температуры в остановленных нагнетательных скважинах позволяют контролировать изменения работы пла-

стов и своевременно выявлять различные нарушения режима работы скважины.

Необходимо отметить, что получение наиболее информативных термограмм зависит от выбора оптимального времени выстойки скважин перед проведением исследований и от полной герметичности устьевого оборудования в период выстойки и проведения замеров. Даже небольшие утечки через соединения арматуры и сальник или, наоборот, поступление воды в скважину через негерметичные задвижки подводящего водовода искажают тепловые аномалии и нарушают их привязку к геологическому разрезу. Оптимальное время выстойки скважины зависит от геолого-геометрических условий разреза, приемистости, объемов закачки и конструкции скважины. Оно определяется опытным путем и обычно не превышает 48 ч. Наиболее уверенно результаты термометрии нагнетательных скважин интерпретируются

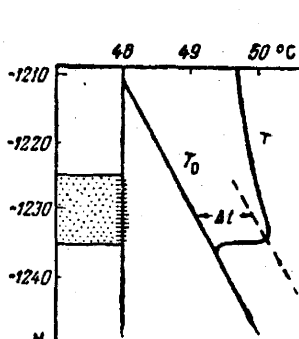


Рис. 151. Проявление дроссельного эффекта на термограмме действующей добывающей скважины с одним работающим пластом

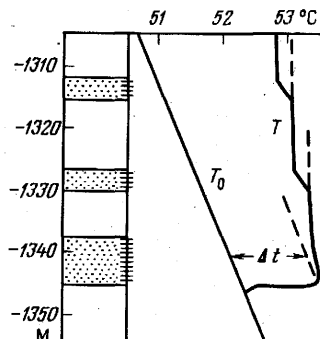


Рис. 152. Термограмма действующей добывающей скважины с дроссельным эффектом против нижнего пласта и эффектом калориметрического смешивания жидкости против двух верхних пластов

при наличии нескольких термограмм за период исследования: один замер — в работающей скважине, второй — через 2—3 ч и еще один-два замера через 24—48 ч после прекращения закачки.

Термометрия добывающих скважин позволяет выделить интервалы притока в ствол скважины, а также судить о характере жидкости (обводнение, наличие газа) и техническом состоянии скважины. Надежная интерпретация термограмм добывающих скважин возможна лишь при сопоставлении их с начальной геотермой. Совмещение термограммы и геотермы осуществляется для интервала неискаженного теплового поля в зумпфе. Интерпретация производится с учетом знака, формы и амплитуды температурных аномалий на термограммах действующей и остановленной скважин относительно геотермы.

Распределение температуры в стволе действующей нефтяной скважины определяется в основном тремя факторами: дроссельным эффектом, калориметрическим смешиванием жидкости (и газа), поступающей в скважину из пластов с различной начальной температурой, и теплообменом восходящего потока с окружающими ствол скважины горными породами.

Наиболее простой вид имеют термограммы добывающих скважин с одним работающим пластом. При работе такой скважины против подошвы отдающего пласта в результате проявления дроссельного эффекта наблюдается сдвиг температурной кривой T на величину Δt по сравнению с геотермой T_0 (рис. 151). Кровля работающего пласта не выделяется. Изменение температуры выше работающего пласта определяется теплообменом восходящего

потока жидкости с окружающими горными породами. Угол наклона температурной кривой зависит в основном от дебита.

В добывающей скважине с несколькими перфорированными интервалами поступление жидкости из верхних пластов приводит к скачкообразному изменению угла наклона термограммы к оси глубин в результате калориметрического смешивания двух потоков — восходящего и притекающего из пласта (рис. 152). Амплитуда температурного скачка в интервале смешивания зависит от исходной температуры, от расхода и теплоемкости потоков. Границы притока флюида устанавливаются по точкам перегиба термограммы. В случае, когда восходящий поток отсутствует, на температурной кривой против подошвы верхнего пласта отражается дроссельная тепловая аномалия, как в случае однопластового разреза.

Величина и знак дроссельной аномалии против подошвы нижнего работающего пласта определяются забойной депрессией и составом поступающего флюида по формуле

$$\Delta t = -\varepsilon \Delta p, \quad (\text{XIX.6})$$

где ε — коэффициент Джоуля—Томсона, равный для нефти — $(0,4 \div 0,6)$, для воды — $(0,18 \div 0,24)$ и для газа — $(2,5 \div 4,0)^\circ\text{C}/\text{МПа}$; Δp — забойная депрессия, МПа.

Если фактическая величина дроссельной аномалии близка к расчетной, то можно однозначно считать пласт работающим. Меньшая величина аномалии, вплоть до изменения ее знака, отражает проявление посторонних факторов. Это может быть подход холодной закачиваемой воды, поступление флюида из нижележащих неперфорированных пластов при наличии заколонной циркуляции или из мест негерметичности колонны в зумпфе скважины, работа скважины с большим газовым фактором, прекращение работы пласта. Поэтому при получении величины дроссельной аномалии, меньшей расчетной, для правильного суждения о работе нижнего пласта необходимо использовать другие методы изучения работы пластов и состава поступающих флюидов.

В целом термометрические исследования скважин дают очень важную информацию о работе пластов в условиях многопластового разреза. Важно подчеркнуть, что эта информация относится к работе именно пластов, а не перфорационных отверстий в колонне, как при исследованиях дебитомерами-расходомерами. Кроме того, термометрия дает возможность судить о затрубной циркуляции жидкости, что необходимо для надежной интерпретации потокометрических исследований. Наиболее уверенно интерпретации поддаются термограммы нагнетательных скважин. Термограммы добывающих скважин иногда требуют проведения дополнительных исследований другими методами, но в комплексе с ними также дают очень ценную информацию о работе пластов продуктивного разреза. В последнее время термометрические исследования обычно проводятся совместно с потокометрией, что позволяет получать наиболее объективную информацию.

Метод меченого вещества заключается в том, что в горные породы или подземные флюиды вводятся меченые вещества, обладающие резко аномальными физическими или химическими свойствами относительно окружающей среды, и затем их наличие надежно устанавливается теми или иными способами. В качестве меченых веществ могут использоваться радиоактивные изотопы; вещества, обладающие аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов, или химические индикаторы (флюоресцин, роданистый аммоний и др.). В первом случае наличие меченых веществ выявляют методом гамма-каротажа (ГК), во втором — методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК), в третьем — химическим анализом проб добываемой продукции.

С помощью метода меченого вещества можно надежно выделять поглощающие пласты, контролировать результаты воздействия на призабойную зону с целью интенсификации закачки воды или добычи нефти (гидроразрыв, кислотная обработка и др.), выявлять затрубную циркуляцию и нарушения герметичности колонны. Для решения этих задач исследования по выявле-

нию меченого вещества проводятся в тех же скважинах, куда оно было введено. Его ввод в скважину и пласты осуществляют следующими способами: продавкой насосами растворов и смесей или введением в поток воды, закачиваемой в скважину; инъекцией глубинными инжекторами; закачкой в пласт песка, обработанного радиоактивными веществами.

Введенное в скважину на твердых носителях и в распыленном виде меченое вещество оседает в естественных и искусственных трещинах, в крупных порах пород, в дренажных каналах перфорации, в трещинах и каналах цементного камня, а также на внутренней поверхности колонн. Меченое вещество в растворенном состоянии адсорбируется породой. После подачи меченого вещества ствол скважины промывается водой или нефтью до полной очистки ствола скважины от этого вещества, после чего проводятся исследования по его выявлению за колонной. Как правило, используются радиоактивные вещества, и соответственно их индикация производится методами ГК и ИНК. Для надежной интерпретации диаграмм тем же прибором выполняется контрольный замер до подачи в скважину радиоактивных веществ.

Метод меченого вещества позволяет также судить о направлении и скорости движения закачиваемого флюида, определять гидродинамическую связь между отдельными пластами по площади залежи, получать сведения о степени проницаемости различных пластов и т. п. Для этого необходима индикация меченого вещества в добывающих или специальных контрольных скважинах, куда не производилась его подача с поверхности. В качестве меченого вещества обычно применяют водные растворы флюоресцина, роданистого аммония, а также водорастворимые соли радиоактивных изотопов. Основное требование заключается в том, чтобы меченое вещество не сильно адсорбировалось породами, было стабильно в пластовых условиях и легко определялось даже при очень низких концентрациях.

Применение метода меченых веществ — индикаторов — следует считать особенно эффективным при площадных системах заводнения, когда каждая добывающая скважина окружена нагнетательными. Появление воды в добывающей скважине в этом случае может быть связано с ее подходом от любой из соседних нагнетательных скважин. Выяснить фактическое направление движения потоков и установить, какая из нагнетательных скважин привела к обводнению, можно с помощью меченых веществ, вводимых в закачиваемую воду.

В целом метод меченого вещества дает очень ценную надежную информацию о поглощающих пластах в нагнетательных скважинах и о путях движения закачиваемой воды в подземных пластах. Однако он является одним из наиболее трудоемких и дорогостоящих методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. Его следует применять только в случаях действительной необходимости, когда задача не может быть решена другими методами.

Нередко весьма полезные данные о работающих и неработающих пластах в разрезе скважин дают геофизические исследования, определяющие обводненные и нефтеносные пласты и состав жидкости в стволе скважины. Они подробно рассмотрены при описании методов контроля за перемещением ВНК и заводнением нефтяных пластов. Применение этих методов для выделения работающих и неработающих пластов основано на том, что в нижней части ствола многих скважин, работающих безводной нефтью, имеется столб минерализованной пластовой воды. Водонефтяной раздел в стволе таких скважин приурочен обычно к подошве нижнего пласта, отдающего нефть. Выше ВНК происходит восходящее движение нефти, а ниже — в застойной зоне скапливается вода. Если ниже водонефтяного раздела имеются перфорированные пласты, можно считать, что практически они не участвуют в отдаче нефти. Глубина ВНК четко устанавливается по результатам исследований резистивиметром, влагомером, плотномером или термокондуктивным расходомером.

Более надежные результаты можно получить при исследовании скважин со столбом минерализованной воды комплексом нейтронных методов. Если

по данным этого комплекса некоторые перфорированные пласты выделяются как обводненные, а скважина дает безводную продукцию, значит эти пласты можно обоснованно считать неработающими. Видимо, их пластовое давление ниже давления фонтанирования и в работе скважины они не принимают участия. Возможно, что они поглотили некоторое количество минерализованной воды, находящейся в стволе скважины, и в результате по данным радиометрии выделяются как водоносные.

Все указанные методы выделения работающих и неработающих пластов требуют проведения специальных исследований в стволах скважин непосредственно против продуктивных пластов. Однако в ряде случаев проводить такие работы крайне затруднительно или даже невозможно. Это относится в первую очередь к скважинам наклонно-направленного бурения и к скважинам, эксплуатирующимся механизированным способом. Здесь на помощь могут быть привлечены некоторые косвенные и вспомогательные методы, которые в благоприятных условиях также могут дать значительную информацию.

Метод фотоколориметрии нефти основан на определении коэффициента светопоглощения нефти $k_{\text{сп}}$. Эти определения производятся быстро и точно путем исследования небольшой пробы нефти, отобранной на устье скважины.

Как правило, $k_{\text{сп}}$ нефти изменяется закономерно в широких пределах по площади залежи и по ее разрезу, причем в многопластовых объектах для каждого пласта часто бывает свой диапазон изменения $k_{\text{сп}}$. Например, на Западно-Сургутском месторождении для нефти пласта БС₁ величина $k_{\text{сп}}$ варьирует в пределах 543—301 ед., а для нефти пласта БС₁₀ — 120—310 ед. Используя такое резкое различие величин $k_{\text{сп}}$ нефтей разных пластов, можно решать, какой из пластов работает в данной скважине, а если работают два пласта — в какой пропорции они отдают нефть.

Изменение величины $k_{\text{сп}}$ нефти позволяет наиболее надежно судить о приобщении к работе в данной скважине новых пластов вследствие изменения режима эксплуатации скважины, изменения условий закачки воды, гидроразрыва пластов, дострела новых пачек продуктивных пород и т. п. В этом случае добавление притока нефти из новых пластов в общую продукцию скважины четко фиксируется скачкообразным изменением величины $k_{\text{сп}}$ добываемой нефти.

Если точно установлены закономерности изменения $k_{\text{сп}}$ нефти по площади залежи и по вертикали от пласта к пласту, то, систематически измеряя его величину, можно установить направления перемещения нефти в пластах. При совместной добыче нефти из двух пластов с известными резко отличающимися величинами $k_{\text{сп}}$, зная величину общего $k_{\text{сп}}$ добываемой из этих пластов нефти, нетрудно рассчитать относительные дебиты каждого пласта. Такие количественные расчеты дебитов с успехом проводятся для многих месторождений Татарской АССР, Оренбургской и Тюменской областей. Для ряда месторождений проведены также определения перемещений нефти по площади залежей.

Конечно при использовании данных о $k_{\text{сп}}$ нефти необходимо проявлять большую осторожность. Часто нет достаточных материалов, чтобы составить обоснованную картину распределения этого параметра по площади залежи и в каждом из пластов многопластового объекта разработки. Не всегда можно достаточно уверенно судить о том, что влияет на изменение величины $k_{\text{сп}}$ смеси нефтей — соотношение долей нефти из разных пластов или же движение нефти по площади залежи. Наиболее эффективно применение метода фотоколориметрии нефти в комплексе с другими методами, характеризующими работу пластов в скважинах.

Нефти некоторых месторождений характеризуются значительным изменением по площади залежей и от пласта к пласту не только коэффициента светопоглощения, но и содержания некоторых специфических компонентов состава, например тяжелых металлов (ванадия, никеля и др.). Систематические определения этих компонентов в добываемой продукции также можно использовать для контроля за процессом разработки. Условия применения

и ограничения этого метода принципиально аналогичны таковым метода определения коэффициента светопоглощения.

Для обоснованной оценки степени охвата многопластовой залежи воздействием обычно недостаточно использования только перечисленных методов исследования скважин. Всегда имеются скважины, где по тем или иным причинам эти исследования не проведены. Кроме того, они дают информацию только в масштабе каждой данной скважины. Для выявления охвата воздействием полного объема залежи необходим синтез всех материалов, включая данные об особенностях геологического строения объекта разработки, показатели эксплуатации скважин и залежи в целом, данные о закачке воды и все материалы по исследованию пластов в скважинах различными методами. Методика такого обобщающего синтеза зависит от конкретных условий каждого месторождения. Однако накопленный опыт проведения подобных работ позволяет наметить некоторые общие методические приемы, которые можно использовать для большинства многопластовых объектов разработки.

Прежде всего создается геологическая основа анализа. Для этого путем детальной послонной корреляции продуктивный горизонт расчленяется на отдельные пласты и прослои. В зависимости от степени разобщенности этих пластов и прослоев, от условий их работы в добывающих и нагнетательных скважинах и от выдержанности их по площади принимается решение о количестве и границах выделяемых для анализа пластов. Производятся индексация пластов и подчиненная индексация всех прослоев, отнесенных к каждому пласту. Для каждого пласта, рассматриваемого как самостоятельный объект, строятся пластовые карты, где обязательно указываются границы распространения коллекторов разной продуктивности, зон развития неколлекторских пород и зон слияния данного пласта с выше- и нижележащими пластами. На картах с этими границами далее могут быть представлены данные о мощности, гидропроводности и других физических свойствах пласта, которые обычно изображаются в виде изолиний.

Затем проводится обобщение всех материалов о работе пластов и скважин. Полезно разделить имеющиеся материалы по степени их надежности на три группы и начать работу с наиболее достоверных данных. К первой группе материалов — наиболее надежных — относятся данные по скважинам, в которых перфорирован только какой-либо один пласт. В этом случае вся информация о работе скважин (дебит или проницаемость, обводненность продукции, пластовое и забойное давления) соответствует информации о работе данного пласта. Обработка такой информации не требует специальных приемов и наиболее проста.

Ко второй группе материалов — менее достоверных — следует относить материалы по скважинам, где перфорировано два пласта и более, но работает (отдает нефть или принимает воду) только один пласт. Достоверность материалов этой группы зависит от степени надежности определения того, что работает только один пласт. С течением времени, изменением условий разработки и проведении мероприятий по вовлечению в разработку ранее неработающих пластов материалы по этим скважинам переходят в третью по надежности группу — в материалы по скважинам, в которых работает несколько пластов. Поэтому необходим постоянный контроль за работой таких скважин. Он несколько облегчается тем, что для решения вопроса о числе работающих пластов в данной скважине можно привлекать широкий круг не только прямых методов исследования скважин, в том числе и таких, которые дают лишь качественный ответ — работает или не работает данный пласт (термометрия, термокондуктивная дебитометрия, метод меченого вещества), но и косвенных.

Эти косвенные методы основаны на сопоставлении особенностей геологического строения объекта разработки с работой пластов и скважин. Прежде всего выясняется соответствие перфорированных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах. В условиях заводнения вытеснение нефти происходит из тех пластов, куда поступает закачиваемая вода. Поэтому, если в нагнетательных скважинах отсутствует или не перфорирован

какой-либо пласт, то можно полагать, что он не будет работать и в соседних добывающих скважинах, даже если там он перфорирован. Затем изучаются материалы по взаимодействию добывающих и соседних нагнетательных скважин, которые играют очень большую роль в выяснении охвата залежи воздействием. Решать вопрос о взаимодействии скважин позволяют результаты анализа изменений дебитов и давлений в добывающих скважинах во времени, а также сопоставление их с изменением режима работы и остановок нагнетательных скважин. Различия в характере разрезов скважин, данные о наличии или отсутствии взаимодействия соседних скважин, как правило, дают возможность достаточно уверенно судить о том, какие из пластов разреза рассматриваемой скважины принимают участие в работе, а какие нет. Обычно в промысловой практике называют одноименными те пласты, которые вскрыты в разрезе как добывающей, так и нагнетательной

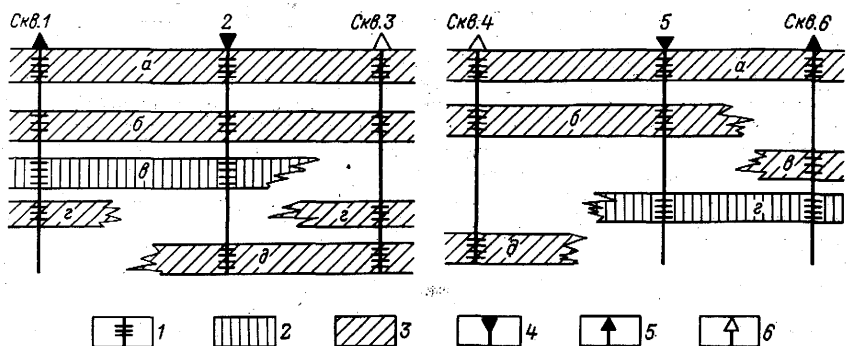


Рис. 153. Выделение работающих пластов по взаимодействию скважин (по И. П. Чоловскому)

Пласты: 1 — перфорированные, 2 — работающие, 3 — неработающие; скважины: 4 — нагнетательные, 5 — добывающие, хорошо реагирующие на закачку, 6 — добывающие, не реагирующие на закачку

скважины, а разноименными — пласты, вскрытые только в одной из этих скважин. Если в разрезах рассматриваемых скважин перфорированы и одноименные, и разноименные пласты, но добывающая скважина не реагирует на закачку воды, это означает, что в нагнетательной скважине одноименные пласты воду не принимают. Если же взаимодействие между скважинами существует, то нет сомнений в том, что в нагнетательной скважине принимает воду один или несколько одноименных пластов.

Применение этого методического приема можно иллюстрировать следующими примерами. Предположим, закачка воды осуществляется в скв. 2 (рис. 153), в которой перфорированы пласты а, б, в и д. В соседней добывающей скв. 1 перфорированы три одноименных с ними пласта — а, б, в и один разноименный пласт г. Сква. 1 хорошо реагирует на закачку воды в скв. 2, но неизвестно, по какому из одноименных пластов это влияние передается. В другой соседней добывающей скв. 3 перфорированы пласты в ином сочетании — а, б, г, д, при этом скв. 3 не реагирует на закачку воды в скв. 2. Следовательно, в нагнетательной скв. 2 пласты а, б и д воду не принимают, а вся вода уходит только в один пласт в, по которому и происходит взаимодействие со скв. 1.

В качестве другого примера рассмотрим нагнетательную скв. 5 (см. рис. 153), в которой перфорированы пласты а, б и г, и две соседние добывающие — скв. 4 с одноименными пластами а и б и разноименным пластом д и скв. 6 с одноименными пластами а и г и разноименным пластом в. Если на закачку в скв. 5 реагирует только скв. 6, становится ясно, что при-

нимает воду в скв. 5 только пласт 2. Если же реакция установлена со скв. 4, то принимающим пластом в скв. 5 может быть только пласт 6. Если реакция на закачку установлена по обоим добывающим скважинам, то решение становится неопределенным: в скв. 5 воду может принимать или только пласт *а*, или же вместе с пластом *а* и другие пласты. Подбирая подобным способом добывающие скважины с разными разрезами и анализируя их взаимодействие с нагнетательными скважинами, можно получить достаточно надежную информацию о работе пластов.

Наименее достоверны материалы третьей группы. Чем больше пластов совместно участвуют в работе, тем ниже достоверность получаемых данных. Основная задача при анализе материалов третьей группы — количественное определение дебита (приемистости) каждого работающего пласта. В начале анализа эта задача решается на качественном уровне — определяется, какие из перфорированных пластов работают, а какие нет. Затем количественно оценивается распределение дебитов между пластами. При этом используются все данные прямых методов, а также широко привлекаются косвенные методы оценки вероятных дебитов и приемистости пластов.

Для эффективного применения косвенных методов желательно производить анализ работы скважин по участкам, характеризующимся сравнительно однородностью геолого-физических свойств пластов и примерно одинаковыми условиями разработки. На каждом участке в качестве основных данных принимаются материалы прямых методов определения дебитов пластов и материалы первой и второй групп (по скважинам, где работает только один пласт). На основе этих материалов можно достаточно точно оценить продуктивность, средний дебит (приемистость), пластовое давление, обводненность и другие характеристики каждого пласта. Желательно, чтобы эти параметры в пределах каждого участка были близки между собой и согласовывались друг с другом независимо от того, какая информация использована для их определения. Существенные расхождения между средними данными, полученными по материалам первой и второй групп, и прямыми измерениями глубинными приборами (материалы третьей группы) обычно свидетельствуют о том, что распределение добычи (приемистости) между пластами произведено неправильно.

При распределении объемов добычи и закачки между пластами необходимо учитывать соотношение накопленной добычи и закачки по каждому пласту и условия работы скважин. При значительном дефиците закачки пластовое давление будет снижено и пласт в большинстве скважин либо совсем не будет отдавать нефть, либо будет эксплуатироваться с невысокими дебитами. При превышении объема закачки над объемом отбора, наоборот, скважины устойчиво фонтанируют даже при высокой обводненности продукции. Несоответствие между балансом закачки и отбора и условиями работы скважин из данного пласта свидетельствует о неправильном распределении объемов закачки воды и добычи жидкости между пластами многопластового объекта разработки.

Комплексное использование всех указанных выше методических приемов позволяет распределить объемы добычи нефти и закачки воды между работающими в каждой скважине пластами, выделить неработающие пласты и использовать эти данные для оценки степени охвата запасов каждого из пластов воздействием. Для наглядности по каждому пласту строятся карты влияния закачки, где условными знаками выделяются зоны с различным влиянием закачки. Обычно можно выделить три такие зоны, а именно: 1) зону активного влияния закачки, где обеспечивается устойчивая работа добывающих скважин с высокими дебитами, обычно фонтанным способом; сюда же следует относить скважины, переведенные на механизированный способ эксплуатации или снизившие фонтанный дебит вследствие высокого обводнения; 2) зону ограниченного влияния закачки, где преобладают скважины механизированного фонда, которые работают достаточно устойчиво со средними дебитами; 3) зону отсутствия или очень малого влияния закачки, где скважины эксплуатируются с малыми дебитами (1—3 т/сут) механизированным способом, а пластовое давление снижается. Как правило,

выделить зоны, где пласт совсем не работает, бывает затруднительно ввиду отсутствия надежной промысловой информации по малодебитному фонду скважин.

Карты зон влияния закачки составляются на основе карт распространения коллекторов различной продуктивности. При их построении необходимо учитывать также следующие обстоятельства. Если влияние закачки не ощущается на каком-либо участке однопластового объекта, при механизированной добыче его запасы все же вырабатываются при режиме истощения. В многопластовом же объекте, если один из пластов не получает пополнения энергии от закачки, его давление быстро снижается до уровня забойного давления других пластов, испытывающих влияние закачки, и запасы этого пласта практически не вырабатываются.

В пределах каждой из зон различного влияния закачки могут быть подсчитаны запасы нефти и затем определена доля запасов, подвергнутых различному влиянию закачки. Такие данные дают очень наглядное представление об охвате запасов воздействием, о состоянии разработки многопластового объекта. Степень охвата пластов влиянием закачки в значительной степени зависит от особенностей их литологического строения. Наиболее полный охват характерен для однородных выдержанных пластов, распространенных в зоне как нагнетания, так и отбора. Прерывистые неоднородные пласты обычно отличаются наименьшим охватом влиянием закачки. Для пластов с полосообразным развитием коллекторов охват воздействием зависит от пространственной ориентации линий разрезания. Если они проходят вкрест простираения песчаных полос, то охват будет существенно выше, чем при линиях разрезания, вытянутых вдоль полосы развития коллекторов. При линейном размещении нагнетательных скважин слабо охватываются воздействием линзовидные пласты.

Учитывая большое значение характера развития коллекторов, часто в основу выделения зон различного влияния закачки закладывают именно этот признак. Например, при анализе разработки пластов горизонта D_1 Ромашкинского месторождения в Татарской АССР все запасы нефти в высокопродуктивных коллекторах были разделены на три группы по степени связи коллекторов с линиями разрезания залежи рядами нагнетательных скважин. К первой группе отнесены запасы в коллекторах, в которых имелась прямая связь между добывающими и нагнетательными скважинами. Для этой группы выделены три зоны по степени воздействия нагнетания: 1) с воздействием, обеспечивающим фонтанную добычу; 2) с воздействием, обеспечивающим механизированную добычу; 3) с отсутствием воздействия. Во вторую группу выделены запасы в коллекторах, не имеющих прямой гидродинамической связи с нагнетательными скважинами. В них отдельно учтены те запасы, которые могут получать воздействие нагнетания через зоны слияния смежных пластов. В третью группу выделены запасы в коллекторах, которые вскрыты только нагнетательными скважинами и не могут быть выработаны без бурения специальных дополнительных добывающих скважин. Кроме того, отдельно были оценены запасы в невырабатываемых малопродуктивных коллекторах (алевролитах). Результаты этой работы сведены в табл. 49.

Как видно из табл. 49, охват пластов влиянием закачки будет различным. Запасы песчаных продуктивных коллекторов пластов g и d почти полностью охвачены воздействием, причем основная их доля (более 70 %) находится под активным влиянием закачки, обеспечивающим стабильную фонтанную добычу. Менее всего охвачен влиянием закачки пласт b_1 (40 %), причем 9,8 % запасов испытывают ослабленное влияние, обеспечивающее только механизированную добычу. В целом по горизонту D_1 получили влияние закачки около 76 % запасов, не охвачено влиянием 24 %, из них 15 % сосредоточено в малопродуктивных коллекторах (алевролитах) и 9 % — в высокопродуктивных песчаниках.

Показатель охвата пластов воздействием, который определяется по картам влияния закачки, отражает эффективность примененной системы разработки. Чем выше его величина, тем эффективнее система. Кроме того, этот показатель позволяет обосновывать различные геолого-технические мероприя-

Распределение геологических запасов горизонта D_1 Ромашкинского месторождения по степени влияния закачки воды (по И. П. Чоловскому)

Пласт горизонта D_1	Геологические запасы нефти (в %) горизонта D_1 в зонах						
	активного влияния закачки	ослабленного влия- ния закачки	отсутствия влияния закачки	влияния закачки через зоны слипания смежных пластов	отсутствия связи с зоной нагнетания	отсутствия связи с зоной отбора	отсутствия влияния закачки на мало- продуктивные кол- лекторы
a	56,4	15,0	1,2	0,2	7,5	1,9	17,8
b_1	31,3	9,8	10,5	4,0	13,8	4,1	26,5
b_{2-3}	40,4	16,3	3,1	1,6	8,2	3,7	26,7
v	56,0	17,2	1,7	0,8	5,6	2,1	16,6
z	77,1	17,5	—	—	—	0,7	4,7
d	74,2	11,3	—	—	0,1	0,2	14,2
В целом горизонт D_1	60,1	15,1	2,1	0,8	4,9	1,8	15,2

тия по улучшению условий разработки и повышению конечного коэффициента нефтеотдачи. Наконец, по изменению величины охвата пластов воздействием во времени можно объективно судить об эффективности осуществленных геолого-технических мероприятий по совершенствованию систем разработки.

Несмотря на большую информативность и ценность показателя охвата пластов воздействием нагнетаемой воды, его необходимо дополнять показателем темпа отбора запасов (годовой отбор нефти по отношению к начальным извлекаемым запасам). Эта необходимость вызвана тем, что на практике имеются случаи, когда охваченные активным воздействием запасы по разным причинам вырабатываются недостаточно интенсивно (вследствие высокой степени обводненности продукции, неполного обустройства промысла и т. п.). Темпы отбора запасов разных пластов многопластовых объектов разработки, как правило, неодинаковы. В настоящее время нет единого мнения о степени допустимости неравномерной выработки запасов. Многие исследователи считают, что во всех случаях необходимо обеспечивать выработку запасов всех пластов примерно одинаковыми темпами, добиваясь равномерного стягивания контуров нефтеносности. Однако в реальных условиях такое требование оказывается в большинстве случаев невыполнимым. В настоящее время почти все исследователи считают вполне допустимой неравномерную выработку пластов. При этом предпочтение отдается опережающей выработке нижних пластов, которые могут быть легко изолированы после обводнения установкой в скважинах простых цементных стаканов. Некоторые полагают, что наилучшие результаты разработки могут быть достигнуты при опережающем обводнении менее проницаемых пластов в объекте.

Реализация любого из трех принципов — равноскоростной выработки, опережающей выработки нижних пластов или опережающей выработки менее проницаемых пластов — на большинстве месторождений практически возможна двумя путями: 1) ограничением отбора из высокопроницаемых пластов до уровня, достигнутого по пластам с ухудшенными коллекторскими свойствами; 2) увеличением темпов отбора из пластов с ухудшенными свойствами до уровня, достигнутого по высокопродуктивным пластам. Первый

путь явно неправилен, так как он приводит к падению общего уровня добычи нефти по месторождению и ухудшению технико-экономических показателей разработки. Второй путь более реален, хотя он также не всегда может быть полностью осуществлен.

Во всех случаях при благоприятных геолого-физических условиях следует придерживаться принципа опережающей выработки пластов снизу вверх. Однако нередко литолого-физические особенности строения пластов таковы, что выдержать этот принцип не представляется возможным, и опережающей выработке подвергаются пласты в средней или верхней части разреза продуктивного горизонта. В таких случаях необходимо применять все возможные мероприятия для максимального увеличения темпа выработки запасов из пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами. К числу таких мероприятий относятся: технологически допустимое повышение давления нагнетания, организация очагового заводнения, бурение дополнительных добывающих скважин и т. п. Особое внимание должно быть уделено улучшению условий работы существующих и вновь бурящихся нагнетательных скважин за счет обеспечения приемистости неработающих пластов и прослоев. Достигнуть этого можно проведением различных технических мероприятий, таких как последовательное индивидуальное освоение под закачку каждого прослоя; применение селективного гидроразрыва пласта, при котором принимающие воду прослой изолируются пакерами или специальными шариками, подающимися в скважину вместе с жидкостью гидроразрыва; повышение давления нагнетания и др. Иногда при сильно расчлененном объекте разработки и значительной литологической изменчивости пластов-коллекторов приходится осуществлять раздельную закачку воды по отдельным пластам или пачкам пластов либо через одну систему нагнетательных скважин с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки, либо путем бурения самостоятельной системы нагнетательных скважин на разные пласты или группы пластов. Применение в этом случае различного устьевого давления нагнетания позволяет регулировать заводнение и добиваться требуемых темпов отбора нефти.

В целом определение степени охвата пластов воздействием закачки, синтезированное в виде пластовых карт влияния закачки, и выяснение темпов отбора нефти по каждому пласту служат очень важными элементами геолого-промыслового анализа разработки нефтяных месторождений. Эти материалы позволяют наиболее обоснованно выбирать геолого-технические мероприятия по совершенствованию систем разработки, а главным вопросом совершенствования систем разработки с заводнением и достижения высокого коэффициента нефтеотдачи является повышение охвата воздействием продуктивных пластов. Для этого необходимо установить зоны и участки пластов, на которые закачка не влияет или влияет ограниченно, и организовать воздействие на них путем создания новых линий разрезания, очагов заводнения, осуществления раздельной закачки по пластам или пачкам пластов, подключения к работе не принимающих воду пластов и т. п.

Глава XX

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ПОЛНОТОЙ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

§ 1. Рациональная полнота выработки продуктивных пластов как важнейшее условие эффективности разработки

Одним из основных условий рациональной разработки нефтяных месторождений является наиболее полное извлечение нефти из недр с наименьшими затратами.

При анализе разработки на основании комплексного использования материалов исследования геолого-физических особенностей строения залежей и

сведений о работе пластов могут быть получены объективные данные о процессе выработки запасов нефти.

Показатель степени использования запасов нефти — коэффициент нефтеотдачи η . Различные моменты и стороны динамики процесса извлечения нефти из пласта можно охарактеризовать рядом частных значений этого коэффициента, наиболее важными из которых являются текущий коэффициент нефтеотдачи пласта, конечный коэффициент нефтеотдачи пласта и текущий коэффициент нефтеотдачи заводненной части пласта.

Текущий коэффициент нефтеотдачи пласта $\eta_{\text{тек}}$ представляет собой отношение накопленной на дату расчета добычи нефти Q_n к ее геологическим запасам Q_0 :

$$\eta_{\text{тек}} = Q_n / Q_0. \quad (\text{XX.1})$$

Конечный коэффициент нефтеотдачи пласта $\eta_{\text{кон}}$ равен отношению ожидаемой к концу разработки добычи нефти, т. е. извлекаемых запасов нефти Q_n , к ее геологическим запасам Q_0 :

$$\eta_{\text{кон}} = Q_n / Q_0. \quad (\text{XX.2})$$

Текущий коэффициент нефтеотдачи заводненной части пласта $\eta_{\text{зав}}$ определяется отношением добытой на дату расчета за счет заводненной части пласта нефти $Q_{n. \text{зав}}$ к ее геологическим запасам в заводненной части пласта $Q_{0. \text{зав}}$:

$$\eta_{\text{зав}} = Q_{n. \text{зав}} / Q_{0. \text{зав}}. \quad (\text{XX.3})$$

§ 2. Метод контроля за текущей и конечной нефтеотдачей пластов при водонапорном режиме с помощью характеристик вытеснения

Процесс вытеснения нефти водой в условиях неоднородных пластов не будет поршневым, в связи с чем при разработке залежей при водонапорном режиме наряду с нефтью извлекается большое количество попутной воды. Данный процесс описывается характеристиками вытеснения, показывающими зависимость нефтеотдачи от объема прокачиваемой через залежь воды (см. § 3 гл. XI).

Сравнение проектных и фактических характеристик вытеснения позволяет производить контроль за текущей и конечной нефтеотдачей пластов в условиях их разработки при водонапорном режиме. В случае расхождения указанных характеристик следует установить его причины и при необходимости принять меры к тому, чтобы фактические результаты разработки соответствовали проектным.

Проводя контроль за текущим коэффициентом нефтеотдачи в процессе разработки путем экстраполяции фактической кривой, можно установить, будет ли достигнут проектный конечный коэффициент нефтеотдачи и если нет, то почему.

§ 3. Метод контроля за текущей и конечной нефтеотдачей при водонапорном режиме путем ее оценки в заводненных частях пластов

Для определения текущей нефтеотдачи в заводненной части пласта необходимо знать геологические запасы и объем добычи нефти из выработанной части залежи. Основные трудности при этом представляет установление объема заводненной части пласта.

В условиях водонапорного режима происходит непрерывное обводнение продуктивных пластов. В неоднородных пластах часть пласта с худшими коллекторскими свойствами обходится водой или движение воды в ней

замедляется. В некоторых случаях даже в хороших коллекторах образуются застойные зоны, например, на так называемых тупиковых участках.

Первоначальный объем нефтенасыщенных пород V можно представить состоящим из трех объемов: $V_{пр}$ — объема промытых водой пород; $V_{об}$ — объема нефтенасыщенных пород, обойденных или не полностью промытых водой, т. е. залегающих ниже текущего положения ВНК; $V_{нез}$ — объема нефтенасыщенных пород в заводненной части пласта, т. е. залегающих выше текущего положения ВНК. Следовательно,

$$V = V_{пр} + V_{об} + V_{нез}. \quad (XX.4)$$

При оценке коэффициента нефтеотдачи объем заводненной части залежи определяется как объем продуктивного пласта, заключенный между начальной и текущей поверхностями ВНК. Следовательно, объем заводненной части пласта равен $V_{пр} + V_{об}$. Начальное положение ВНК обосновывается по данным разведочных и первых добывающих скважин, текущее положение ВНК — по комплексу данных, получаемых в процессе разработки залежи.

Для определения текущего положения ВНК используются новые скважины, в которых проводятся электрометрические и радиометрические исследования, отбор керн и опробование пласта, и добывающие скважины, в которых осуществляются радиометрические исследования и наблюдения за обводненностью продукции.

Определение нефтеотдачи заводненной части пласта следует проводить на несколько дат. Это позволит контролировать результаты расчетов, выявлять динамику изменения коэффициента нефтеотдачи в процессе разработки, оценивать влияние различных мероприятий по регулированию этого процесса и прогнозировать конечную нефтеотдачу.

Наиболее достоверные результаты оценки нефтеотдачи могут быть получены в случае, если по всем или по большинству скважин имеются замеры текущего положения ВНК на дату анализа. Однако одновременных замеров текущего положения ВНК в скважинах обычно бывает немного. Поэтому при оценке нефтеотдачи даты исследования необходимо выбирать таким образом, чтобы к ним было приурочено наибольшее количество непосредственных замеров ВНК, а между отдельными датами был значительный промежуток времени, достаточный для существенного изменения положения ВНК.

По тем скважинам, по которым время определения ВНК не соответствует датам исследования, следует привести отметки водонефтяного контакта на требуемые даты. Такое приведение отметок ВНК на дату анализа производится следующими способами:

- по картам поверхности отметок и времени замеров ВНК. Совмещение этих карт позволяет определить положение водонефтяного контакта на требуемую дату по точкам пересечения изогипс и изохрон;
- по графикам зависимости положения ВНК от накопленной добычи нефти из пласта.

Зная начальное и текущее положения водонефтяного контакта, определяют заводненный объем залежи с помощью карты эффективной нефтенасыщенной мощности. Для контроля за правильностью этого определения желательно строить карты не только заводненной мощности пласта, но и остаточной нефтенасыщенной мощности. Эти карты взаимно дополняют и контролируют друг друга.

С помощью карты остаточной нефтенасыщенной мощности устанавливается распределение остаточных запасов нефти. Изучение распределения остаточных запасов нефти позволяет осуществлять контроль за разработкой нефтяных месторождений, намечать необходимые мероприятия по более полному вовлечению в процесс разработки участков с различной продуктивностью, что способствует увеличению нефтеотдачи пластов.

При расчете текущего коэффициента нефтеотдачи заводненной части пласта, разрабатываемого при упруго-водонапорном режиме, следует учитывать добычу нефти из заводненной его части за счет упругих сил залежи.

В этом случае формула (XX.3) примет следующий вид:

$$\eta_{\text{зав}} = \frac{Q_n - \Delta Q}{Q_0 \text{ зав}}, \quad (\text{XX.5})$$

где ΔQ — количество нефти, добытой из заводненной части пласта за счет упругих сил залежи при снижении пластового давления в процессе разработки.

Величина ΔQ в поверхностных условиях рассчитывается по формуле

$$\Delta Q = V_{\text{нез}} (k_{п.о} k_n \beta_n + k_{п.о} k_v \beta_v + \beta_n) \Delta p p_n (1/b_0), \quad (\text{XX.6})$$

где $V_{\text{нез}}$ — объем заводненной части пласта, м³; $k_{п.о}$ — средняя величина коэффициента открытой пористости заводненной части пласта; k_n , k_v — средние величины коэффициентов соответственно нефтенасыщенности и водонасыщенности заводненной части пласта; β_n , β_v , β_n — коэффициенты сжимаемости соответственно нефти, связанной воды и породы, м²/Н; Δp — величина снижения пластового давления от начального до текущего (на дату расчета), МПа; p_n — плотность нефти при стандартных условиях, кг/м³; b_0 — объемный коэффициент пластовой нефти при начальном давлении.

Влияние упругих сил на величину определяемой по заводненной части пласта нефтеотдачи может быть значительным, особенно при ее оценке на ранней стадии разработки залежи в условиях большого запаса упругой энергии подземного резервуара.

В процессе разработки отмечается закономерное увеличение коэффициента нефтеотдачи заводненных частей пласта за счет доотмывки объема нефтенасыщенных пород, расположенных ниже текущего положения ВНК, обойденных или не полностью промытых водой.

Проводя контроль за текущим коэффициентом нефтеотдачи в заводненных частях пластов в процессе разработки, путем экстраполяции зависимостей $\eta_{\text{зав}} = f(\eta_{\text{тек}})$ и $\eta_{\text{зав}} = f\left(\frac{V_{\text{пр}} + V_{\text{об}}}{V}\right)$ можно установить величину конечного коэффициента нефтеотдачи.

§ 4. Метод контроля за текущей и конечной нефтеотдачей при водонапорном режиме по начальной и остаточной нефтенасыщенности пластов

Определение нефтеотдачи по начальной $k_{н.нач}$ и остаточной $k_{н.ост}$ нефтенасыщенности пород заключается в установлении снижения нефтенасыщенности в заводненной части пласта.

Коэффициент нефтеотдачи рассчитывается по формуле

$$\eta = \frac{k_{н.нач} - k_{н.ост}}{k_{н.нач}}. \quad (\text{XX.7})$$

Коэффициент нефтеотдачи пласта по разности между начальной и остаточной нефтенасыщенностью пород обычно оценивается в отдельных скважинах. Начальная нефтенасыщенность пласта определяется до его заводнения по данным промыслово-геофизических исследований или по количеству связанной воды в кернах, отобранных из пласта при бурении скважин на битумных и инвертных растворах (см. § 3 гл. XIX).

Остаточная нефтенасыщенность пород в заводненной части пласта находится обычно по данным промыслово-геофизических исследований в специальных скважинах, пробуренных между начальным и текущим контурами нефтеносности для контроля за нефтеотдачей. С этой целью используются, кроме того, и другие скважины, вскрывшие заводненный пласт (например, при бурении на нижележащие горизонты), а также вторые стволы из обводнившихся скважин.

Определение остаточной нефтенасыщенности в заводненных частях залежей, содержащих высокопарафинистую нефть, как показывают исследования ВНИИ, возможно также по данным анализа кернов, отобранных из пластов при бурении скважин на охлажденном водном растворе.

Изменение содержания нефти в пласте в процессе вытеснения ее водой оказывает влияние на некоторые гидродинамические параметры (проницаемость пласта для водонефтяной смеси, пьезопроводность и др.). В связи с этим для определения текущей нефтенасыщенности пласта применяются методы, основанные на использовании результатов гидродинамических исследований пластов и скважин и учитывающие изменение тех или иных параметров пласта.

Определяемые по начальной и остаточной нефтенасыщенности величины коэффициентов нефтеотдачи характеризуют нефтеотдачу в отдельных точках пласта. Эти значения нефтеотдачи можно распространить на всю залежь в условиях однородного пласта или использовать для оценки нефтеотдачи отдельного прослоя. Однако, несмотря на указанные ограничения, данный метод является ценным инструментом для контроля за текущей и конечной нефтеотдачей пластов, разрабатываемых при водонапорном режиме.

§ 5. Определение текущей и конечной нефтеотдачи пластов при режиме растворенного газа

Определение текущего и конечного коэффициентов нефтеотдачи пластов при режиме растворенного газа, как и при других режимах, производится по формулам (XX.1) и (XX.2).

Используя метод материального баланса для определения геологических запасов нефти в условиях режима растворенного газа (см. (XI.9)), можно рассчитать текущий и конечный коэффициенты нефтеотдачи по минимальной информации, включающей средний газовый фактор за период разработки (r_p), растворимость газа в нефти (r_0) и объемные коэффициенты пластовой нефти (b_0) и газа (b_1):

$$\eta = \frac{b_1 - b_0}{b_1 + (r_p - r_0) V} \quad (XX.8)$$

Формула (XX.8) значительно упрощается, если пренебречь количеством газа, остающимся в залежи в свободном состоянии при ее разработке на режиме истощения. Это условие вполне приемлемо на конечной стадии эксплуатации месторождений, когда количество остающегося в пласте свободного газа (вследствие освобождения объема добытой и усадки оставшейся нефти) составляет практически небольшую часть от количества добытого и растворенного в оставшейся нефти газа.

В этом случае формула (XX.8) приобретает вид:

$$\eta = \frac{r_0 - r}{r_p - r}, \quad (XX.9)$$

где r — растворимость газа в нефти при текущем давлении.

Глава XXI

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

§ 1. Основные причины неполного извлечения нефти из недр

Увеличение нефтеотдачи пластов может быть достигнуто путем устранения причин, приводящих к неполному извлечению нефти из недр, в процессе разработки нефтяных месторождений при естественном режиме или с применением метода заводнения.

В этой связи следует отметить прежде всего неполноту вытеснения нефти водой из пустотного пространства вследствие совместного проявления неоднородного характера строения пористой среды и капиллярных эффектов. Полнота вытеснения нефти водой из пористой среды обычно характеризуется коэффициентом вытеснения, который в реальных условиях изменяется в пределах 0,40—0,75; при этом остаточная нефть занимает 15—40 % от общего объема заводненного пустотного пространства [Хэрбек Э. Ф., Хейнтц Р. К., Хастингс Дж. Р., 1976].

Другим фактором, определяющим нефтеотдачу пластов при заводнении, является охват пластов заводнением.

По мере перемещения фронта вытеснения в направлении от нагнетательных скважин к добывающим заводнением оказывается охваченной не вся включаемая в разработку площадь продуктивного коллектора. В значительной мере коэффициент охвата заводнением по площади зависит от соотношения M подвижностей нагнетаемой в пласт воды и вытесняемой нефти, при этом подвижность представляет собой отношение проницаемости для соответствующей жидкости к ее вязкости ($k_{пр.в}/\mu$). Таким образом,

$$M = \frac{k_{пр.в}}{k_{пр.н}} \frac{\mu_n}{\mu_v}, \quad (XXI.1)$$

где $k_{пр.в}$ — относительная проницаемость для воды за фронтом вытеснения (при остаточной нефтенасыщенности); $k_{пр.н}$ — относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (при начальной водонасыщенности); μ_v , μ_n — вязкости соответственно воды и нефти в пластовых условиях.

Многочисленные исследования позволили установить значительную степень зависимости коэффициента охвата заводнением от соотношения подвижностей. Примеры такой зависимости для однородного пласта приведены на рис. 154 [Smith Cr. R., 1966 г.]. На основании выведенных закономерностей установлена благоприятная величина отношения подвижностей воды и нефти, равная единице и меньше. При таких значениях M может быть достигнут высокий охват заводнением при сравнительно небольших объемах закачанной в пласт воды (по отношению к объему добытой нефти). Охват заводнением существенно снижается при величине отношения подвижностей больше 10. Так, при $M=1$ и предельной обводненности добываемой продукции около 95 % коэффициент охвата заводнением $k_{ох.з}$ однородного непрерывного пласта будет близок к 100 % как при площадной, так и при линейной системе воздействия. В то же время при $M=10$ и той же обводненности продукции величина коэффициента охвата заводнением снизится до 85 % при площадной системе воздействия и до 90 % при линейной системе. Важно также подчеркнуть, что при благоприятном соотношении подвижностей ($M=1$) указанное высокое значение $k_{ох.з}$ достигается при прокачке через пласт воды, в объеме в 2 раза превышающем объем извлекаемой нефти. При $M=10$ для достижения приведенных выше значений $k_{ох.з}$ необходимо закачать воды существенно больше: ее объем в 3 раза превышает объем извлекаемой нефти при площадной системе размещения скважин и в 2,5 раза — при линейной.

Из формулы (XXI.1) следует, что охват заводнением в значительной мере определяется отношением вязкостей воды и нефти. Поэтому считается, что месторождения высоковязкой нефти неэффективно разрабатывать с применением заводнения. В самом деле, из рис. 154 видно, что при отношении подвижностей, равном 100 и больше, охват заводнением не превышает 60 % даже при высокой обводненности добываемой продукции. Это означает, что при заводнении даже сравнительно однородных пластов, содержащих нефти высокой вязкости, коэффициент нефтеотдачи будет низким, редко превышающим 15—20 %.

Еще одним фактором, определяющим неполное извлечение нефти при заводнении, является геологическая неоднородность продуктивных пластов — наличие слоев различной проницаемости, трещин, каверн, линз, полулинз, лито-

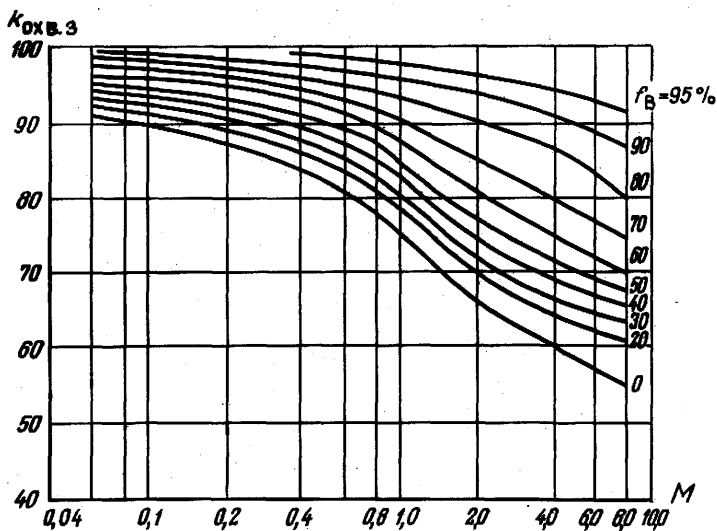
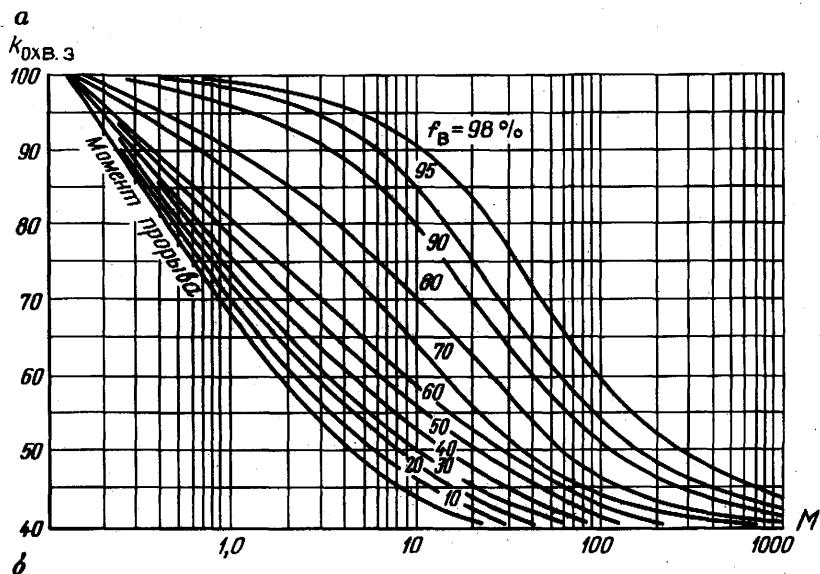


Рис. 154. Зависимость коэффициента охвата пласта процессом заводнения по площади ($k_{\text{охв.з}}$) от отношения коэффициентов подвижностей воды и нефти (M)

При системе размещения скважин: *a* — пятиточечной; *б* — линейной; f_B — обводненность продукции, %

логической изменчивости и т. п.). При геологической неоднородности активный процесс вытеснения нефти водой происходит во всем объеме пласта в пределах охваченной заводнением площади. Поэтому в каждом сечении заводненного пласта могут находиться участки, до которых фронт вытеснения еще не дошел или которые обойдены вытесняющей водой. Влияние геологической неоднородности на охват продуктивного пласта процессом заводнения обычно характеризуется так называемым коэффициентом охвата заводнением по мощности пласта (по объему). Этот параметр определяется отношением объема пласта, в котором происходит фильтрация нагнетаемой воды и вытесняемой нефти, к общему объему пласта в пределах охваченной заводнением площади. В однородных непрерывных пластах охват заводнением по мощности может достигать 100 %. В случае заводнения пласта, представленного чередованием слоев различной проницаемости, достижение высоких значений охвата по мощности может быть сопряжено с необходимостью прокачки через пласт значительных объемов воды и, следовательно, с высокой обводненностью добываемой продукции.

В результате многочисленных исследований установлен факт улучшения охвата заводнением пласта по мощности с уменьшением величины отношения подвижностей закачиваемой и вытесняемой жидкостей. Это значит, что при заводнении месторождений нефти повышенной вязкости (т. е. при неблагоприятных отношениях подвижностей) геологическая неоднородность обуславливает большее снижение нефтеотдачи, чем при заводнении месторождений маловязкой нефти.

Нефтеотдача при заводнении определяется произведением упомянутых выше коэффициентов вытеснения и охвата воздействием. Для применения тех или иных средств повышения нефтеотдачи важно знать, где сосредоточена оставшаяся после заводнения нефть. В этой связи высказываются соображения, что вследствие неполноты вытеснения нефти водой остается 60—90 % от всей неизвлеченной в процессе заводнения нефти, а остальные 10—40 % ее не извлекаются из-за неполного охвата продуктивного пласта процессом вытеснения [Хэрбек Э. Ф., Хейнтц Р. К., Хастингс Дж. Р., 1976]. В случае неблагоприятного соотношения вязкостей нагнетаемой и вытесняемой жидкостей, равно как и вследствие геологической неоднородности пластов, повышается доля неизвлеченной нефти в не охваченных заводнением частях пласта.

Таким образом, выделяются следующие основные причины снижения эффективности вытеснения нефти при заводнении:

- проявление капиллярных сил, которые препятствуют вытеснению нефти из части пор микронеднородной пористой среды;

- неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, приводящее к снижению охвата процессом вытеснения нефти;

- геологическая неоднородность строения продуктивного коллектора, также приводящая к снижению охвата процессом вытеснения нефти.

В конкретных геолого-промысловых условиях нередко доминирующее значение приобретает один из упомянутых выше факторов. Так, при разработке месторождений маловязких нефтей с продуктивными коллекторами умеренной неоднородности основная причина неполноты извлечения нефти связана с проявлением капиллярных сил. Очевидно, что средства повышения нефтеотдачи таких месторождений должны приводить к исключению (частичному или полному) проявления капиллярных сил в процессе вытеснения нефти. Если месторождение характеризуется значительной геологической неоднородностью продуктивных пластов, то средства повышения их нефтеотдачи должны в первую очередь предусматривать увеличение охвата пластов процессом вытеснения нефти. При разработке месторождений нефти высокой вязкости значительная доля неизвлекаемой нефти обусловлена неблагоприятным соотношением подвижностей, поэтому средства повышения нефтеотдачи таких месторождений должны быть направлены прежде всего на повышение вязкости вытесняющей жидкости и на снижение вязкости вытесняемой нефти.

§ 2. Методы увеличения нефтеотдачи пластов, их классификация и назначение

В последнее время создан целый ряд методов, в принципе позволяющих достичь более полной нефтеотдачи, чем при обычном заводнении. Однако не все эти методы в должной мере изучены, многие из них недостаточно испытаны на реальных пластах и не все они пока приемлемы экономически.

К настоящему времени еще не создана универсальная технология повышения нефтеотдачи пластов, которая, подобно заводнению, могла бы господствовать в нефтедобыче. Большинство известных методов повышения нефтеотдачи предусматривает применение средств, устраняющих частично или полностью проявление какой-либо одной из трех упомянутых выше основных причин снижения эффективности вытеснения нефти из продуктивных пластов. Такие методы предназначены либо для повышения охвата процессом вытеснения нефти, либо для повышения степени вытеснения нефти. Лишь незначительное число методов увеличения нефтеотдачи пластов направлены на улучшение как охвата вытеснением, так и степени вытеснения нефти. В этой связи по своему назначению могут быть выделены следующие три группы методов повышения нефтеотдачи пластов:

- методы увеличения охвата пласта вытеснением нефти;
- методы увеличения степени вытеснения нефти;
- методы увеличения охвата и степени вытеснения нефти.

В литературе имеется также классификация методов повышения нефтеотдачи по виду применяемых средств улучшения процесса извлечения нефти [Сургучев М. Л., Шевцов В. А., Сурина В. В., 1977]:

— гидродинамические методы (перемена направлений потоков жидкости в пласте, циклическое изменение режимов нагнетания и отборов жидкостей, применение высоких давлений нагнетания, увеличение градиентов давления и т. п.);

— физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, загустителей, серной кислоты и т. п.);

— методы вытеснения нефти смешивающимися с нею агентами (углеводородный газ высокого давления, жидкий растворитель, углекислый газ и т. п.);

— тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций). Очевидно, что методы, представляющие одну группу классификации по видам средств повышения нефтеотдачи, могут попадать в различные группы классификации по назначению методов повышения нефтеотдачи.

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пластов появились в результате длительной работы по усовершенствованию заводнения. Все они направлены на повышение охвата пластов воздействием за счет вовлечения в той или иной мере в разработку плохо проницаемых участков и практически не влияют на коэффициент вытеснения нефти из пористой среды. Использование этих методов может лишь частично компенсировать потери нефтеотдачи, связанные с неполным охватом пласта процессом вытеснения, так как вязкостные характеристики вытесняющей воды и вытесняемой нефти не изменяются. Применение гидродинамических методов позволит повысить нефтеотдачу при заводнении на единицы процентов. Тем не менее целесообразность их применения не вызывает сомнений, потому что даже незначительное увеличение нефтеотдачи из-за широких масштабов применения заводнения приводит к громадному экономическому эффекту и заметному увеличению извлекаемых запасов нефти. Важно и то, что применение гидродинамических методов не сопряжено с большими дополнительными капитальными вложениями.

Большинство же новых методов повышения нефтеотдачи пластов требует больших капитальных вложений на дополнительную добычу нефти. Ниже будут рассмотрены лишь те из новых методов, применение которых приводит к значительному увеличению извлекаемых запасов нефти.

§ 3. Методы увеличения степени вытеснения нефти

3.1. Методы вытеснения нефти смешивающимися с ней углеводородами

Назначением этих методов является создание условий вытеснения нефти без проявления капиллярных сил. Вследствие этого нефть из охваченной воздействием области вытесняется полностью. Достижение условий полного вытеснения нефти возможно, если вытесняющий агент будет смешиваться с вытесняемой нефтью и образовывать с ней однородную фазу. Поскольку нефть представляет собой многокомпонентную систему, то ее фазовое состояние определяется давлением, температурой и составом. Обычно это обстоятельство демонстрируется тройной диаграммой состояний нефти с условным выделением в ней трех компонентов: метана (C_1), этана — гексана ($C_2—C_6$) (или этана — пентана), октана и всех остальных, более тяжелых компонентов (C_7+ и выш.). Такое деление оправдывается тем, что в значительном диапазоне пластовых давлений и температур метан может находиться только в газообразном состоянии, а фракции C_7+ и выш. — только в жидком состоянии. Что же касается промежуточных фракций $C_2—C_6$, то их фазовое состояние определяется конкретными значениями температуры и давления.

Пример тройной диаграммы состояний смеси выделенных компонентов нефти приведен на рис. 155 [Крейг Д. Р., Брей Дж. А., 1971 г.; Smith Cr. R., 1966 г.]. На этой диаграмме выделяются пять характерных областей, каждая из которых отражает определенное фазовое состояние и компонентный состав углеводородных смесей. Диаграммы состояний позволяют также составить суждение относительно взаимной смешиваемости углеводородов, принадлежащих к различным областям. Условия взаимной смешиваемости углеводородов и являются основными теоретическими предпосылками применения ряда разновидностей процесса вытеснения нефти смешивающимися с ней углеводородами.

Вытеснение нефти сухим газом высокого давления

Этот метод основан на том, что нагнетаемый в пласт газ, состав которого соответствует области 1 на рис. 155, может смешиваться с нефтью, если ее состав характеризуется составом области 5. В процессе вытеснения нефти сухим газом в области двухфазного течения промежуточные фракции $C_2—C_6$ переходят из нефти в газ. Обогащение нагнетаемого газа, который обычно состоит в основном из метана, происходит в соответствии с кривой АК насыщенных паров до достижения критического состава К. В тех частях двухфазной области течения, где газ обогащается до критического состояния, граница раздела между фазами исчезает, а нефть и газ становятся полностью взаиморастворимыми. Зона смеси постепенно растет по мере того, как увеличивается объем обогащенного газа. Обогащение нагнетаемого газа проис-

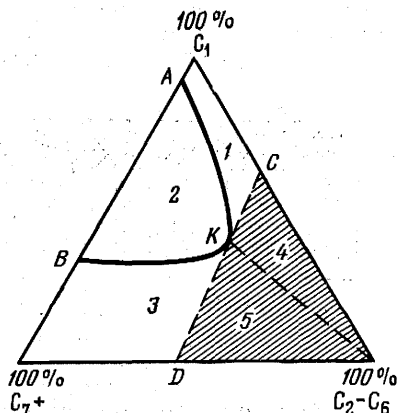


Рис. 155. Тройная диаграмма состояний углеводородной системы

Области: 1 — газообразный углеводород; 2 — двухфазной смеси; 3 — жидких углеводородов; 4, 5 — критической смеси углеводородов; К — критическая точка (точка схождения); АК — кривая насыщенных паров; ВК — кривая насыщенной жидкости; СД — касательная к границе двухфазной области в критической точке

ходит за счет потери нефтью промежуточных фракций. Вследствие этого нефть становится более тяжелой и вязкой, а вытеснение ее газом становится все менее эффективным. В процессе последующего контактирования этой нефти с нагнетаемым газом значительная часть этой оставшейся за фронтом вытеснения нефти испаряется. Полагают, что в конце концов в зоне, через которую проследовал фронт смешивающегося вытеснения, остается примерно 5 % нефти, представленной в основном асфальтенами и другими, неиспаряющимися компонентами.

Схема процесса вытеснения нефти сухим газом высокого давления изображена на рис. 156.

Метод предназначен для разработки месторождений легких нефтей со значительной концентрацией промежуточных компонентов C_2-C_6 . Вытеснение нефти газом высокого давления рекомендуется внедрять на начальной стадии разработки месторождения.

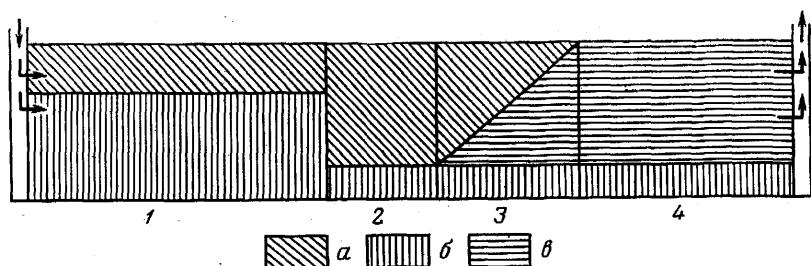


Рис. 156. Схема вытеснения нефти сухим газом высокого давления

Зоны фильтрации: 1 — закачиваемой водогазовой смеси; 2 — закачиваемого газа; 3 — смеси закачиваемого газа и пластовой нефти; 4 — вытесняемой нефти при начальных пластовых условиях (в присутствии погребенной воды).
а — сухой газ; б — вода; в — нефть

Важный параметр осуществления эффективного процесса вытеснения нефти сухим газом — уровень пластового давления. С увеличением давления уменьшается объем двухфазной области и, следовательно, улучшаются условия смешиваемости нагнетаемого газа с пластовой нефтью. Считается, что для достижения условий смешиваемости нагнетаемого газа с нефтью требуется пластовое давление свыше 21 МПа.

Использование метода нагнетания в пласт газа высокого давления обуславливает высокий коэффициент вытеснения нефти. Однако из-за неблагоприятного соотношения вязкостей нагнетаемого газа и вытесняемой нефти охват процессом вытеснения нередко оказывается ниже, чем при заводнении. Это обстоятельство в значительной мере снижает эффективность его применения. С целью повышения коэффициента охвата процессом вытеснения нефти добываемый газ может вновь закачиваться в пласт. Такая рециркуляция газа позволяет увеличивать коэффициент охвата за счет увеличения объема прокачиваемого через пласт газа. Следует также иметь в виду, что с увеличением давления растет вязкость газа и улучшается соотношение подвижностей. Это тоже относится к преимуществам применения метода при высоких уровнях пластового давления.

Так как при реализации метода в пласте могут одновременно фильтроваться газ и жидкость, то возможно проявление гравитационной сегрегации. Ухудшение охвата процессом смешивающегося вытеснения вследствие сегрегационных явлений характерно для высокопроницаемых сравнительно однородных пластов большой мощности. Поэтому в таких пластах обычно не рекомендуют применять метод вытеснения нефти сухим газом высокого давления. Имеются предложения о нагнетании вместе с газом воды с целью снижения потерь нефтеотдачи вследствие неблагоприятного соотношения

вязкостей нагнетаемого газа и вытесняемой нефти. Полезность этого мероприятия очевидна, так как в условиях несущественного влияния сегрегационных явлений охват процессом вытеснения нефти газом может быть того же порядка, что и при заводнении. Следует лишь иметь в виду то обстоятельство, что соотношение объемов нагнетаемых газов и воды должно подбираться таким образом, чтобы фронт перемещения водогазовой смеси отстал от зоны смешивающихся углеводородов, как показано на рис. 156.

Вытеснение нефти обогащенным газом

Метод вытеснения нефти сухим газом не применим в случае, если пластовая нефть имеет состав, соответствующий составу области 3. Согласно изображенной на рис. 155 тройной диаграмме нефти области 3 могут смешиваться с углеводородами, состав которых соответствует составу обла-

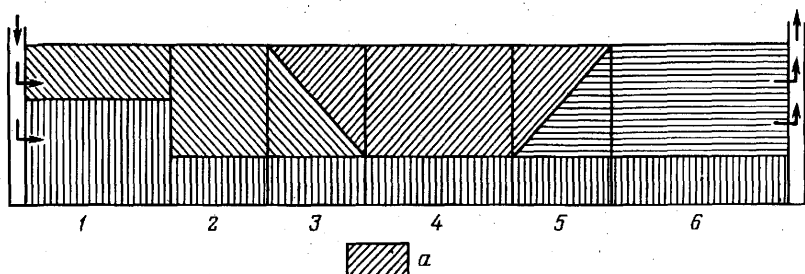


Рис. 157. Схема вытеснения нефти обогащенным газом.

Зоны фильтрации: 1 — закачиваемой водогазовой смеси; 2 — закачиваемого сухого газа; 3 — смеси сухого и обогащенного газов; 4 — обогащенного газа; 5 — смеси обогащенного газа и пластовой нефти; 6 — вытесняемой нефти при начальных пластовых условиях (в присутствии погребенной воды).

a — обогащенный газ; остальные условные обозначения см. на рис. 156

сти 4. Это обстоятельство и является основной теоретической предпосылкой метода вытеснения нефти газом, содержащим значительные количества промежуточных фракций C_2 — C_6 . Отличительная особенность этого метода связана с тем, что промежуточные фракции переходят из закачиваемого газа в нефть, постепенно обогащая ее. Процесс обогащения нефти происходит в соответствии с кривой насыщенной жидкости *ВК* (см. рис. 155). Обогащенная таким образом промежуточными фракциями нефть смешивается как с пластовой нефтью, так и с закачиваемым газом. Возникающая зона смеси обеспечивает полное вытеснение нефти. По мере увеличения объема закачанного в пласт обогащенного газа растет и объем зоны смеси. Обычно в целях экономии дорогостоящих промежуточных фракций обогащенный газ закачивается в объеме примерно 10—20 % от порового объема, после чего созданная оторочка обогащенного газа и зона смеси проталкиваются по пласту более дешевыми агентами — сухим газом или сухим газом и водой. Схема вытеснения нефти обогащенным газом изображена на рис. 157.

Обогащение газа может быть осуществлено путем добавки этана, пропана, бутана. В некоторых случаях процесс смешивающегося вытеснения может быть достигнут нагнетанием в пласт попутного газа после сепарации. Чаще всего в качестве обогащающего агента применяется пропан. Концентрация обогащающих компонентов в нагнетаемом газе для обеспечения условий смешиваемости зависит от состава нефти, пластового давления и температуры. При использовании пропана во многих геолого-промысловых условиях для обеспечения смешиваемости последнего с пластовой нефтью концентрация его в нагнетаемом газе должна составлять примерно 20—50 % при

пластовом давлении 10—21 МПа. Концентрация обогащающего компонента, необходимая для обеспечения смешиваемости нагнетаемого газа с пластовой нефтью, уменьшается с увеличением пластовых температуры и давления.

Метод предпочтительно применять на месторождениях нефти малой вязкости (до 5—10 мПа·с) и малой плотности (до 0,88 г/см³). С уменьшением содержания в нефти промежуточных компонентов приходится считаться с необходимостью увеличения расхода дорогостоящего обогащающего компонента.

Применение метода нагнетания в пласт обогащенного газа, как и газа высокого давления, характеризуется высоким коэффициентом вытеснения нефти. Однако неблагоприятное соотношение подвижностей требует мероприятий по улучшению охвата процессом вытеснения, среди которых следует отметить предложения о нагнетании вместе с газом воды. С целью предотвращения потерь нефтеотдачи вследствие гравитационной сегрегации метод вытеснения нефти обогащенным газом рекомендуется применять в малоомощных пластах с низкой проницаемостью. По этой же причине рекомендуется осуществлять там, где это позволяет геологическое строение залежи, нагнетание газа в верхние части структуры, а вытеснять нефть — в нижние.

Вытеснение нефти сжиженными нефтяными газами

Из диаграммы, представленной на рис. 155, следует, что с увеличением содержания промежуточных компонентов в нагнетаемом агенте улучшаются условия его смешиваемости с пластовой нефтью. Если нагнетаемый агент будет полностью состоять из промежуточных компонентов, то он будет смешиваться с пластовой нефтью без ее обогащения промежуточными компонентами, что и является теоретической основой применения метода нагнетания в пласт жидких углеводородов, которые называют в этом случае растворителями. В качестве растворителей могут применяться сжиженные углеводородные газы (этан, пропан, бутан), нестабильный бензин, широкие фракции легких углеводородов, получаемые при стабилизации и переработке нефти, керосин, газовый конденсат, органические спирты и т. п., однако чаще всего используется пропан. Обычно с целью экономии в пласте создается оторочка из растворителя, которая затем проталкивается газом или газом и водой. В случае перемещения оторочки растворителя газом и водой соотношение объемов их нагнетания должно быть таковым, чтобы вода отставала от фронта вытеснения растворителя газом. Оторочка растворителя обычно составляет 2—10 % от порового объема пласта. При этом с увеличением неоднородности пласта увеличивается и необходимый объем оторочки растворителя. Перемещающаяся по пласту оторочка вытесняет впереди себя нефть, при этом между оторочкой и вытесняемой нефтью образуется переходная зона перемешивания нефти и растворителя. Если растворитель нагнетается в предварительно заводненный пласт, то оторочка растворителя вытесняет воду и нефть. Обычно подвижность воды больше подвижности нефти, потому вода движется быстрее к добывающим скважинам. Вследствие этого образуется вал нефти. Схема процесса вытеснения нефти оторочкой растворителя из предварительно заводненного пласта приводится на рис. 158. В случае применения метода с начала разработки месторождения вал нефти (зона б) будет отсутствовать, а в зонах 2—5 и 7 фильтрация будет происходить при наличии погребенной воды.

Метод вытеснения нефти сжиженными нефтяными газами рекомендуется применять в диапазоне пластовых давлений 8—14 МПа. При таких давлениях обеспечивается сохранение растворителя (пропан, бутан) в жидком состоянии, а также его смешиваемость с проталкивающим газом, если в качестве такового используется природный газ. Метод нельзя использовать на месторождениях, где пластовая температура превышает 96—97 °С, так как при этих температурах пропан будет находиться в газообразном состоянии вне зависимости от величины пластового давления.

Важное преимущество процесса вытеснения нефти сжиженными нефтяными газами перед процессом вытеснения нефти сухим и обогащенным газом заключается в том, что он может быть осуществлен при более низких пластовых давлениях, т. е. в менее глубоководных пластах. Нагнетаемый растворитель вытесняет практически всю нефть из охваченных процессом вытеснения частей пласта. Однако применение метода вытеснения нефти оторочкой пропана связано с проблемами повышения охвата процессом вытеснения. Поэтому его рекомендуется использовать на месторождениях нефти малой вязкости (не более 5—10 мПа·с), со сравнительно маломощными пластами (до 8—10 м) и низкими проницаемостями (менее $5 \cdot 10^{-14}$ м²).

Метод вытеснения нефти углекислым газом

Смещающееся вытеснение может быть достигнуто путем нагнетания в пласт таких неуглеводородных газов, как углекислый газ. Углекислый газ, или двуокись углерода, при положительных температурах может находиться

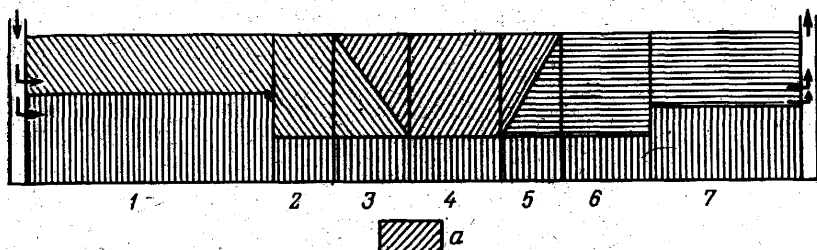


Рис. 158. Схема вытеснения нефти сжиженными нефтяными газами (растворителями) Зоны фильтрации: 1 — закачиваемой водогазовой смеси; 2 — закачиваемого проталкивающего газа; 3 — смеси проталкивающего газа и растворителя; 4 — растворителя (оторочка растворителя); 5 — смеси растворителя с пластовой нефтью; 6 — нефти с повышенной насыщенностью (вал нефти); 7 — нефти при начальных пластовых условиях а — растворитель; остальные условные обозначения см. на рис. 156

в жидком или газообразном состоянии. При превышении критической температуры, равной 31 °С, двуокись углерода может находиться только в газообразном состоянии. Чаще всего геолого-промысловые условия применения двуокиси углерода таковы, что в пласте она представляет собой газ. Вместе с тем возможны и такие условия, когда двуокись углерода в пласте будет находиться в жидком состоянии.

Механизм увеличения нефтеотдачи в значительной мере определяется состоянием двуокиси углерода в пласте [«Применение...», 1977; Хэрбек Э. Ф., Хейнтц Р. К., Хастингс Дж. Р., 1976; Holm L. W., 1976 г.]. Процесс вытеснения нефти жидкой двуокисью углерода характеризуется высокой степенью их взаимной растворимости. При растворении двуокиси углерода в нефти происходит существенное увеличение объема нефти, снижение ее вязкости, уменьшение проявления капиллярных сил. Все это приводит к повышению степени вытеснения нефти. Этому же способствует образование в окрестностях фронта вытеснения нефти вала легких углеводородных фракций, экстрагированных из нефти двуокисью углерода. Обычно рекомендуется применять технологию вытеснения нефти оторочкой жидкой двуокиси углерода, проталкиваемой по пласту водой. Благодаря тому, что двуокись углерода хорошо растворяется в воде, в задней части оторочки образуется зона карбонизированной воды, предотвращающая разрушение этой оторочки.

Как уже отмечалось, обычно нагнетаемая двуокись углерода в пласте находится в газообразном состоянии. В этом случае процесс вытеснения нефти напоминает описанный выше процесс вытеснения нефти газом

высокого давления. При нагнетании углекислого газа образуется зона смеси за счет перехода углеводородных компонентов нефти в углекислый газ. Следует отметить, что углекислый газ характеризуется значительно большей глубиной экстракции углеводородов из нефти, чем метан, и поэтому может смешиваться с нефтями, содержащими незначительное количество промежуточных компонентов. Важно также и то обстоятельство, что требуемое для обеспечения условий смешиваемости углекислого газа с нефтью давление значительно меньше (в 1,5 раза и более), чем в случае применения сухого газа. Поэтому метод вытеснения нефти углекислым газом можно применять на месторождениях нефти со средней и малой вязкостью (с плотностью меньше $0,9 \text{ г/см}^3$) и с давлением выше $10,5 \text{ МПа}$.

Вязкость углекислого газа в 2—4 раза выше вязкости сухого газа, что тоже относится к определенным преимуществам метода вытеснения нефти углекислым газом. Вместе с тем соотношение подвижностей и при этом ме-

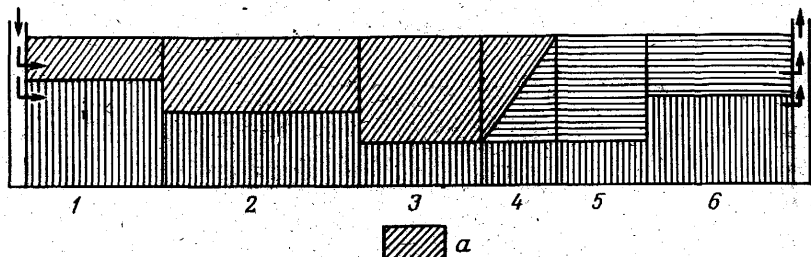


Рис. 159. Схема вытеснения нефти углекислым газом

Зоны фильтрации: 1 — закачиваемой воды в присутствии зашумленного углекислого газа; 2 — смеси углекислого газа и воды; 3 — углекислого газа (оторочка углекислого газа); 4 — смеси углекислого газа и пластовой нефти; 5 — нефти с повышенной насыщенностью (вал нефти); 6 — нефти при начальных пластовых условиях.
а — углекислый газ; остальные условные обозначения см. на рис. 156

тоде часто остается неблагоприятным. В этой связи предлагается чередовать закачку углекислого газа и воды. Наиболее эффективная технология применения метода вытеснения нефти углекислым газом предусматривает объем порции газа, равный 5—6 % от порового объема пласта. Оторочка проталкивается по пласту путем закачки поочередно воды и углекислого газа, пока накопленный объем закачанного газа не составит 15—20 % от порового объема пласта. После этого переходят на непрерывную закачку воды.

Схема такого процесса вытеснения нефти углекислым газом приведена на рис. 159.

Метод вытеснения нефти углекислым газом в значительной мере испытан в промысловых условиях. С ним связываются перспективы повышения нефтеотдачи пластов, в том числе карбонатных, содержащих нефти малой вязкости. В настоящее время в ряде нефтедобывающих стран этот метод находится на стадии промышленного освоения.

При применении метода следует иметь в виду необходимость решения проблемы защиты оборудования и скважин от коррозии в результате воздействия углекислоты.

§ 4. Методы увеличения охвата пласта процессом вытеснения

Выше уже отмечалось, что неполнота охвата пластов процессом воздействия в значительной мере определяется соотношением подвижностей вытесняемой нефти и закачиваемого агента. Уменьшение отношения подвижностей может быть достигнуто путем повышения вязкости закачиваемых в пласт ра-

бочих агентов и снижением эффективной проницаемости для них. На этом основано применение ряда методов повышения охвата процессом воздействия, к которым относятся нагнетание в пласт растворов полимеров, различного рода эмульсий, пен. Однако в настоящее время из этого перечня нагнетаемых в пласт рабочих агентов с целью повышения нефтеотдачи наиболее распространены растворы полимеров. Все большее признание получает метод вытеснения нефти путем нагнетания в пласт газоводяной смеси.

4.1. Вытеснение нефти растворами полимеров

Один из широко применяемых путей снижения подвижности нагнетаемой в пласт воды заключается в добавлении в нее водорастворимых полимеров [«Справочная...», 1974; Хэрбек Э. Ф., Хейнтц Р. К., Хастингс Дж. Р., 1976]. Наличие полимеров в воде даже в очень незначительных концентрациях (порядка долей процента) существенно увеличивает ее вязкость. Наибольшее признание среди этих веществ получил полиакриламид (ПАА). Полиакриламид представляет собой продукт полимеризации амидных мономеров, состоящих из углерода, водорода, кислорода и азота. Этот полимер растворим в воде и характеризуется высокой относительной молекулярной массой (порядка нескольких миллионов). Высокая вязкость раствора полиакриламида при незначительной концентрации его достигается благодаря гидролизу полиакриламида, в результате которого амидные группы превращаются в гидроксильные. Вязкость раствора полиакриламида в значительной мере определяется степенью гидролиза или числом амидных групп, перешедших в гидроксильные. Применяемые для нагнетания в пласты полимеры, в частности полиакриламиды, являются неньютоновскими жидкостями, фильтрация которых характеризуется в общем случае нелинейной связью между скоростью течения и перепадом давления.

Исследованиями установлено, что течение раствора полиакриламида в пористых средах может быть:

- ньютоновским, когда сопротивление среды не зависит от скорости фильтрации;
- пластичным, когда сопротивление среды уменьшается с ростом скорости фильтрации;
- дилатантным, когда сопротивление среды растет с ростом скорости фильтрации.

Таким образом, при фильтрации растворов полимеров сопротивление пористой среды может претерпевать существенные изменения. В случае дилатантного характера течения проявляются факторы, благоприятствующие улучшению процесса вытеснения нефти, так как увеличение сопротивления движению нагнетаемой воды с увеличением проницаемости среды способствует более равномерной выработке пластов.

Важная особенность фильтрации растворов полимеров заключается в адсорбции и механическом улавливании растворенного вещества пористой средой. В результате этих сорбционных явлений увеличивается сопротивление для движения нагнетаемой в пласт воды, что также улучшает процесс вытеснения нефти.

Следовательно, увеличение охвата пласта процессом вытеснения нефти путем нагнетания полимерных растворов по сравнению с заводнением определяется в основном увеличением вязкости нагнетаемой воды, снижением проницаемости для нее породы вследствие сорбционных явлений, а также возможным проявлением неньютоновского характера течения растворов полимеров.

Для нагнетания в нефтяные пласты, как правило, применяются растворы с концентрацией полимеров примерно 0,025—0,15 %. Обычно в пласте создается оторочка полимерного раствора в объеме до 20—30 % от общего объема пор пласта, которая затем перемещается по пласту обычной водой.

Вследствие сорбционных явлений в передней части оторочки происходит интенсивное уменьшение содержания полимеров в воде. Это приводит

к тому, что в головной части оторочки ухудшается соотношение подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти. Во избежание этого предлагается так называемая запрограммированная закачка полимерного раствора. При такой технологии в головную часть оторочки нагнетается раствор с повышенной концентрацией полимера, а в тыльную часть — с пониженной.

Полимерные растворы чаще всего рекомендуется применять для разработки месторождений нефти повышенной вязкости, характеризующихся умеренной неоднородностью продуктивных пластов со сравнительно хорошей проницаемостью (свыше 10^{-13} м²). Последнее связано с необходимостью компенсировать возможные потери в темпах разработки из-за увеличения вязкости нагнетаемой жидкости и снижения приемистости нагнетательных скважин.

При применении метода вытеснения нефти полимерными растворами следует иметь в виду, что в коллекторах со значительным содержанием глини могут образовываться агрегаты, забивающие пористую среду, и, кроме того, способствующие увеличению адсорбции полимеров. Аналогичные проблемы возникают и в случае значительного содержания в пластовых водах ионов кальция, магния и других катионов.

§ 5. Методы увеличения охвата пласта процессом вытеснения и степени вытеснения нефти

5.1. Метод вытеснения нефти мицеллярными растворами

Метод основан на высокой способности мицеллярных растворов вытеснять нефть и воду. Мицеллярные растворы, которые применяются для вытеснения нефти из пластов, можно охарактеризовать как микроэмульсии, состоящие из агрегатов (мицелл) молекул воды и углеводородов, солюбилизация (взаимное растворение) которых достигается под действием эмульгаторов — поверхностно-активных веществ. В зависимости от того, какая из двух фаз (вода или углеводородная жидкость) является дисперсионной средой, различают мицеллярные растворы прямые с внешней водной фазой и обратные с внешней углеводородной фазой. В мицеллярных растворах с внешней водной фазой капли углеводородной жидкости диспергированы в растворе поверхностно-активного вещества в воде. В мицеллярных растворах с внешней углеводородной фазой, которые в литературе иногда называются «растворимой нефтью», капли воды диспергированы в растворе поверхностно-активных веществ в углеводородных жидкостях. В промышленных условиях в настоящее время испытываются оба указанных выше типа мицеллярных растворов. Для придания этим растворам агрегативной устойчивости и регулирования их свойств, в частности вязкости, в пластовых условиях в дисперсионную среду вводятся так называемые стабилизаторы (неорганические электролиты и органические поверхностно-активные вещества). Добавка стабилизаторов приводит также к снижению адсорбции поверхностно-активных веществ в пористой среде.

Составы мицеллярных растворов, которые испытываются в промышленных и лабораторных условиях в процессах вытеснения нефти, характеризуются широким диапазоном изменения содержания отдельных компонентов. Согласно литературным источникам, состав этих растворов (в %) может быть следующим [Сургучев М. Л., Шевцов В. А., Сурина В. В., 1977; Хэрбек Э. Ф., Хейнтц Р. К., Хастингс Дж. Р., 1976]:

Поверхностно-активные вещества	4—15
Углеводороды	4—80
Вода	10—95
Органические стабилизаторы	≤ 4
Электролиты	≤ 1

Поверхностно-активными веществами служат обычно нефтяные сульфаты, получаемые из различных углеводов. В качестве углеводородной фазы могут использоваться легкие фракции нефти, а в некоторых случаях и сама нефть. Для приготовления мицеллярного раствора применяется пресная или слабоминерализованная вода.

В качестве органических стабилизаторов используются некоторые типы спиртов (изопропиловый, бутиловый, амиловый, оксипропиловый и др.). Добавляемые к мицеллярному раствору электролиты представляют собой соли: сульфат аммония, хлорид натрия, гидроокись натрия, сульфат натрия и др. Оптимальный состав мицеллярного раствора рекомендуется подбирать экспериментальным путем в лабораторных условиях для каждого конкретного объекта при максимальном приближении к пластовым условиям (тип коллектора, свойства пластовых жидкостей, температура, давление и др.).

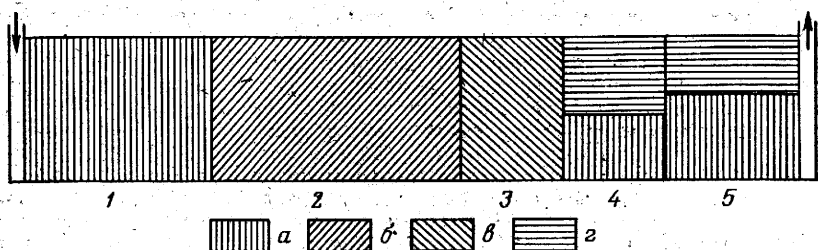


Рис. 160. Схема вытеснения нефти мицеллярным раствором

Зоны фильтрации: 1 — закачиваемой воды; 2 — закачанной буферной жидкости (полимерного раствора); 3 — мицеллярного раствора (оторочка мицеллярного раствора); 4 — вытесняемая мицеллярным раствором нефти и воды (водонефтяной вал); 5 — нефти при начальных пластовых условиях.

а — вода; б — полимерный раствор; в — мицеллярный раствор; г — нефть

Для достижения эффективных технологических результатов мицеллярный раствор нагнетается в виде оторочки в размере до 5—10 % от порового объема пласта. Оторочка проталкивается по пласту буферной жидкостью — раствором полимера в воде, которая, в свою очередь, проталкивается обычной водой. Обычно размер оторочки буферной жидкости достигает 50 % и более от порового объема пласта.

Схема процесса вытеснения нефти мицеллярным раствором изображена на рис. 160. Механизм этого процесса еще недостаточно ясен. Имеются предположения о том, что его эффективность определяется смешивающимся вытеснением пластовой нефти мицеллярным раствором. Согласно представлениям исследователей ВНИИ [«О механизме...», 1975; «Перспективы...», 1977], высокая степень вытеснения пластовых жидкостей (нефти и воды) объясняется в основном снижением практически до нуля (ниже 10^{-5} Н/м) поверхностного натяжения на границе как с водой, так и с нефтью. Это же обстоятельство обеспечивает высокую полноту вытеснения водным раствором полимеров мицеллярного раствора и сохранение сравнительно малой по размеру оторочки последнего при ее перемещении по пласту.

Независимо от толкования механизма вытеснения нефти мицеллярным раствором высокая эффективность этого процесса доказана многочисленными экспериментальными исследованиями, а также промышленными материалами. Следствием практически поршнеобразного вытеснения мицеллярным раствором насыщающих пласт жидкостей является образование впереди оторочки мицеллярного раствора так называемого водонефтяного вала. Следует подчеркнуть, что высокая степень вытеснения нефти и воды мицеллярным раствором не зависит от начальных значений насыщенности пласта жидкостями. Область течения впереди водонефтяного вала определяется условиями насыщения пласта жидкостями до нагнетания мицеллярного

раствора. Поэтому применение метода вытеснения нефти мицеллярным раствором после завершения заводнения будет сопровождаться высокой обводненностью добываемой продукции до тех пор, пока к добывающим скважинам не подойдет водонефтяной вал.

Важная особенность метода вытеснения нефти мицеллярными растворами заключается в возможности регулирования его вязкости. Это позволяет вести процесс вытеснения при благоприятных соотношениях подвижностей мицеллярного раствора и вытесняемых жидкостей, с одной стороны, и буферной жидкости и мицеллярного раствора, с другой. Очевидным следствием этого является возможность увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти в случае применения мицеллярных растворов по сравнению с заводнением.

Таким образом, высокая степень вытеснения нефти наряду с благоприятными условиями для достижения значительного охвата пласта процессом вытеснения выдвигает метод мицеллярно-полимерного заводнения в число наиболее перспективных методов повышения нефтеотдачи.

Контактирование мицеллярного раствора с минерализованной пластовой водой, содержащей значительные количества таких двухвалентных катионов металлов, как кальций, магний и железо, чаще всего приводит к существенному ухудшению вытесняющих свойств раствора, а в некоторых случаях и к его разрушению. Минерализованная вода может оказывать негативное влияние и на характер вытеснения мицеллярного раствора буферной жидкостью (полимерным раствором) вследствие снижения вязкости последней и увеличения сил поверхностного натяжения между мицеллярным и полимерным растворами. Очевидным следствием снижения эффективности вытеснения мицеллярного раствора полимерным может стать разрушение сравнительно небольшой оторочки мицеллярного раствора и существенное ухудшение эффективности всего процесса извлечения нефти. Чтобы избежать этого, перед созданием в пласте оторочки мицеллярного раствора рекомендуется предварительно закачать в пласт пресную или слабоминерализованную воду. Объем предварительно закачанной воды должен быть не меньше, чем объем оторочки мицеллярного раствора. Однако опасность контакта сильноминерализованной воды с мицеллярным раствором и буферной жидкостью при сравнительно незначительном объеме предварительной закачанной обычной воды все же остается. Поэтому основные перспективы применения мицеллярного раствора связываются с разработкой объектов после их заводнения.

Область эффективного применения метода вытеснения нефти мицеллярными растворами в основном определяется областью успешного применения заводнения, т. е. месторождениями с терригенными коллекторами с умеренной неоднородностью, содержащими нефти малой вязкости (до 10—15 мПа·с). Применение метода на месторождениях нефти повышенной вязкости сопряжено с необходимостью значительного увеличения затрат на повышение вязкостей мицеллярного раствора и буферной жидкости.

Область применения метода мицеллярно-полимерного заводнения ограничивается объектами с температурой до 90 °С, так как при более высоких температурах полимерный раствор разрушается.

5.2. Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов

В основе этих методов лежит благоприятное воздействие температурного фактора на соотношение подвижностей вытесняющих агентов и вытесняемой нефти, а также на степень вытеснения нефти [Шейнман А. В., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И., 1969 г.]. Известны два крупных класса этих методов. К первому из них относят такие методы, при которых тепло вводится в пласт с поверхности (например, нагнетание горячих газов, воды, водяного пара). Ко второму классу принадлежат методы, обеспечивающие образование тепла непосредственно в пласте за счет внутрипластовых экзотермических реакций окисления углеводородов.

В настоящее время в качестве теплоносителей используются вода и водяной пар, так как они характеризуются наибольшим среди известных рабочих агентов теплосодержанием и, следовательно, обеспечивают большую эффективность теплового воздействия на пласт. При разработке месторождений со сравнительно неглубоко залегающими продуктивными пластами предпочтение отдается пару, поскольку его теплосодержание значительно выше (рис. 161) [Вукалович М. П., 1965 г].

Доля массы воды, перешедшей в пар (выраженная в процентах или долях единицы), определяет качество пара, его сухость (X).

Из рис. 161 видно, что с увеличением давления разница теплосодержания воды и пара убывает. Это означает, что с ростом пластового давления (т. е. с ростом глубины залегания продуктивных пластов) преимущество пара перед водой как теплоносителя уменьшается. При движении теплоносителя к забою скважины, а затем в пласте неизбежны потери тепла. Если в качестве теплоносителя используется вода, то по мере движения по трубопроводам, в скважине и пласте температура ее снижается. Если же в качестве теплоносителя используется пар, то благодаря скрытой теплоте парообразования (дополнительного количества тепла, затрачиваемого на перевод кипящей воды в пар) потери тепла до определенных количеств не приводят к снижению температуры. Это означает, что применение в качестве теплоносителя пара обеспечивает воздействие на пласт более высокой температурой, чем в случае нагнетания в пласт горячей воды при тех же условиях.

Одной из основных проблем при осуществлении метода добычи нефти путем нагнетания в пласт теплоносителя является доведение тепла с минимальными потерями до пласта и затем использование этого тепла в продуктивном пласте с минимально возможными потерями в окружающие пласт породы. Потери тепла складываются из потерь в генерирующей теплоустановке, в поверхностных линиях, в стволе скважины и, наконец, на прогрев окружающих пород. Потери тепла в теплогенерирующих установках определяются их коэффициентом полезного действия и в среднем составляют 80 %. Величина суточных потерь тепла на поверхности колеблется в пределах от 0,335 млн. до 3,352 млн. кДж/сут на каждые 100 м пути теплоносителя. В качестве ориентировочных оценок потери тепла при движении теплоносителя в скважине можно принимать равными 1,676 кДж/сут на каждые 100 м ствола скважины. Меры по снижению потерь тепла в скважине позволяют довести их величину на каждые 100 м длины ствола до 2—5 % от общего количества вводимого в скважину тепла. Потери тепла в стволе скважины определяют один из важных критериев применения методов разработки нефтяных месторождений с помощью закачки в пласт теплоносителя, который выражается в ограничении глубин залегания продуктивных пластов.

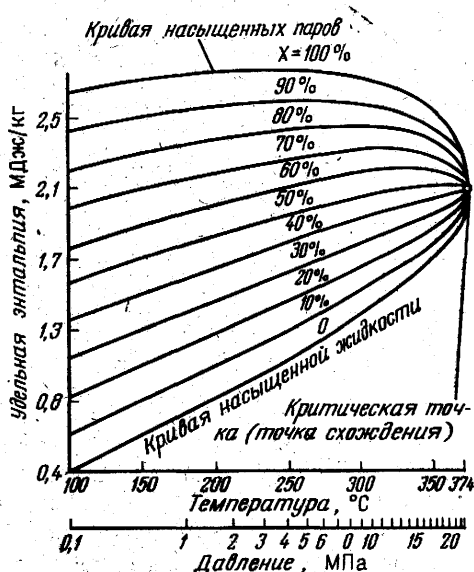


Рис. 161. Графики изменения энтальпии пара и воды на линии насыщения, а также их смесей в зависимости от давления

При движении теплоносителя в пласте тепло передается породе продуктивного пласта и содержащимся в нем флюидам, а также окружающим продуктивные пласты породам. Теплоперенос в пласте осуществляется конвективным (поток фильтрующихся в пласте флюидов) и диффузионным (теплопроводным) путем. Нагрев окружающих пласт пород происходит теплопроводным путем. Тепловая эффективность процесса закачки в пласт теплоносителей обычно оценивается отношением количества накопленного в пласте тепла к количеству введенного в него тепла (коэффициент теплоиспользования) либо отношением интегральных потерь тепла в окружающие пласт породы к общему количеству введенного в пласт тепла (коэффициент теплопотерь). Представление о потерях тепла на нагрев окружающих пласт пород дает график на рис. 162. Потери тепла в значи-

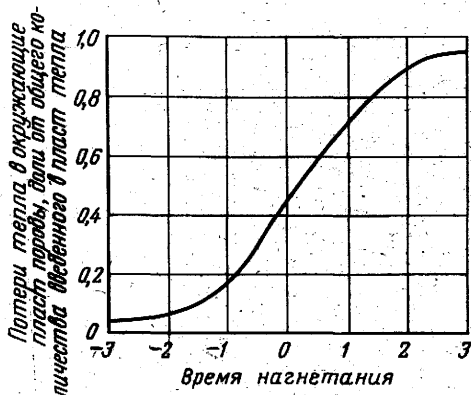


Рис. 162. Зависимость потерь тепла в окружающие продуктивный пласт породы от общего времени нагнетания теплоносителя

$\lg \tau = \lg (4\alpha t^2 / h^2)$, где τ — безразмерное время; α — коэффициент температуропроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; t — время, с; h — мощность пласта, м

тельной мере определяются длительностью процесса. Из этого вытекает весьма важное требование необходимости высоких темпов разработки нефтяных месторождений путем нагнетания теплоносителей. Потери тепла на нагрев окружающих пород существенно зависят также от мощности пласта: с увеличением мощности пласта потери убывают в квадратичной зависимости. Поэтому для ограничения потерь тепла для нагнетания теплоносителей рекомендуется подбирать объекты с эффективной мощностью пласта свыше 10—15 м.

Вследствие потерь тепла в окружающие пласт породы и необходимости прогрева большой массы скелета пористой среды происходит отставание фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти. В случае применения в качестве теплоносителя горячей воды фронт прогрева перемещается

медленнее фронта вытеснения нефти в 4—6 раз и более. Это приводит к тому, что для достижения существенного прогрева пласта и увеличения его нефтеотдачи требуется закачивать в пласт значительные количества горячей воды, превышающие 3—4 поровых объема пласта.

Если в качестве теплоносителя применяется водяной пар, то отставание фронта прогрева от фронта вытеснения нефти в 2—3 раза меньше, чем при нагнетании в пласт горячей воды. Это объясняется уже отмеченным выше фактом значительно большего теплосодержания пара (см. рис. 161), а также тем, что снижение теплосодержания пара при движении в пласте вплоть до полной его конденсации происходит без снижения уровня температуры. Следовательно, для прогрева пласта и увеличения его нефтеотдачи пар требуется закачивать в значительно меньших количествах, чем горячую воду. Следует отметить, что с увеличением давления (т. е. с увеличением глубины залегания продуктивных пластов) отмеченные выше преимущества пара перед горячей водой уменьшаются, так как уменьшается разница между теплосодержанием обоих агентов (см. рис. 161). Однако при тепловом воздействии на неглубокозалегające пласты (до 500—700 м) предпочтительность применения пара в качестве теплоносителя очевидна. Поэтому в настоящее время в качестве теплоносителя чаще всего применяется насыщенный пар.

В результате различных скоростей тепло- и массопереноса в пласте и потерь тепла в окружающие пласт породы при закачке в пласт насыщенного

пара образуется ряд характерных температурных зон (рис. 163): зона пара с примерно одинаковой температурой, определяемой уровнем давления; зона сконденсированного пара (горячей воды), в которой наблюдается падение температуры от температуры насыщенного пара до начальной пластовой; зона, не охваченная тепловым воздействием.

Температурная обстановка в пласте оказывает решающее влияние на механизм вытеснения нефти. Так, в зоне, не охваченной тепловым воздействием, реализуется механизм вытеснения нефти водой в изотермических условиях при пластовой температуре, в переходной температурной зоне (зоне сконденсированного пара) реализуется механизм вытеснения нефти водой

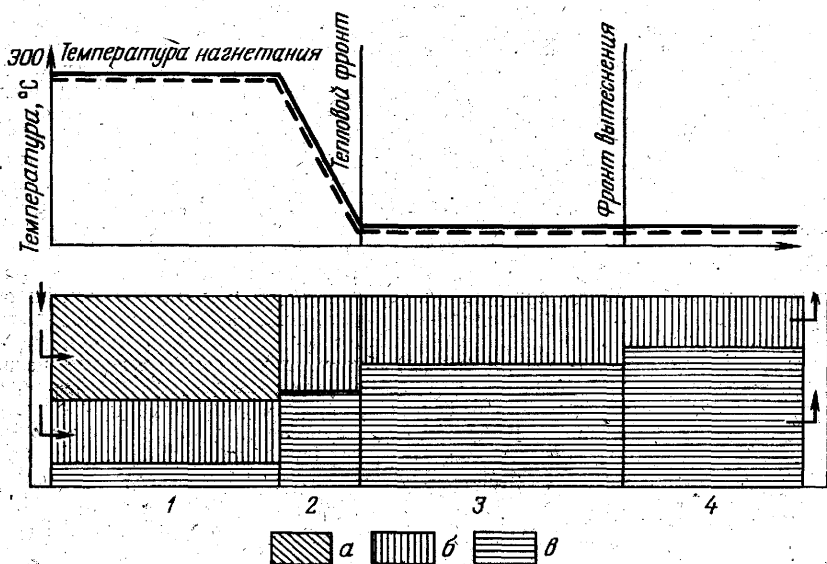


Рис. 163. Схема вытеснения нефти паром

Зоны: 1 — насыщенного пара; 2 — вытеснения нефти горячей водой; 3 — вытеснения нефти водой при пластовой температуре; 4 — фильтрации нефти при начальных условиях.
а — пар; б — вода; в — нефть

в неизотермических условиях при изменении температуры от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Наконец, в зоне пара реализуется механизм вытеснения нефти паром. Следует подчеркнуть, что процессы, происходящие в каждой из указанных выше зон, носят не изолированный характер, а испытывают взаимное влияние.

Механизм вытеснения нефти горячей водой в нефтеотдаче пласта играет важную роль в случае нагнетания как пара, так и горячей воды. Дополнительная добыча нефти объясняется действием трех основных факторов:

- снижением вязкости нефти, следствием чего является улучшение соотношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти;
- улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте, с которым, в частности, связывают возможные изменения относительных проницаемостей для воды и нефти, приводящие к улучшению соотношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти и снижению остаточной нефтенасыщенности в пласте;
- тепловое расширение скелета пористой среды и содержащихся в порах жидкостей, особенно нефтей, следствие которого — снижение остаточной нефтенасыщенности в пласте.

Роль каждого из указанных выше факторов в значительной мере определяется теоретическими характеристиками нефти. Если вязкость нефти резко снижается с увеличением температуры, что характерно для тяжелых высоковязких нефтей, то основной вклад в увеличение нефтеотдачи вносит фактор улучшения соотношения подвижностей вытесняемой нефти и вытесняющей воды. Если же вязкость нефти с изменением температуры меняется умеренно или слабо, то вытеснение нефти горячей водой следует связывать в основном с изменением характера проявления молекулярно-поверхностных сил и с тепловым расширением нефти, в результате которого объем нефти может увеличиться на 10—20 % и более.

Что касается неоднородности пласта, то ее негативное влияние на нефтеотдачу при тепловом воздействии в той или иной мере сглаживается вследствие возможного прогрева менее проницаемых зон пласта теплом из протретых высокопроницаемых зон и связанного с этим усиления и ускорения проявления отмеченных выше факторов, увеличивающих полноту извлечения нефти. Термическое взаимодействие между зонами различной проницаемости, особенно по мощности пласта, приводит к улучшению охвата пласта тепловым воздействием, положительным последствием которого является увеличение охвата процессами теплового воздействия и вытеснения нефти.

Приведенные выше основные факторы дополнительной добычи нефти реализуются при использовании в качестве теплоносителя горячей воды. Очевидно, что те же факторы действуют и при нагнетании в пласт пара. Нужно лишь помнить, что в случае нагнетания пара граница зоны, где реализуется механизм вытеснения нефти горячей водой, в меньшей степени отстает от водонефтяного контакта, чем при закачке в пласт горячей воды. В связи с этим при нагнетании пара увеличение нефтеотдачи (при сопоставимых объемах закачки теплоносителя) будет значительно, чем при нагнетании в пласт горячей воды. Вместе с тем на механизм извлечения нефти при нагнетании в пласт пара оказывают влияние процессы, происходящие в зоне пара. В этой зоне главным дополнительным фактором является переток нефти паром, заключающаяся в дистилляции относительно легких компонентов оставшейся здесь нефти (после вытеснения нефти «холодной» и горячей водой). Наличие газовой фазы (насыщенного пара) и высокой температуры приводит к испарению легких фракций, которые уносятся из зоны пара и конденсируются в более холодных частях пласта.

Увеличение степени вытеснения нефти за счет перегонки ее паром будет определяться составом нефти: чем легче нефть, тем больше легких компонентов может из нее экстрагироваться. Полагают, что это увеличение может достичь 20 % от запасов нефти. Что касается абсолютных значений остаточной нефтенасыщенности в зоне пара, то, согласно литературным данным, представляющим материалы лабораторных и промысловых исследований, они изменяются в широком диапазоне — от 3 до 20 %. В результате перемещения легких углеводородов в направлении потока и их конденсации в холодных частях пласта впереди зоны пара создаются условия для образования оторочки из более легких углеводородов (возможно, наряду с пластовой нефтью, что может привести к смешивающемуся вытеснению — частичному или полному) первоначально содержащейся в пласте нефти и увеличению нефтеотдачи. В настоящее время метод нагнетания пара применяется в основном для разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей, когда механизм смешивающегося вытеснения играет подчиненную роль в нефтеотдаче пласта. Описанные выше основные представления о механизме вытеснения нефти паром отражены на схеме, приведенной на рис. 163.

Известно, что при непрерывном нагнетании теплоносителя, в частности пара, можно прогреть значительные объемы пласта. Анализ показывает, что эффективность такого прогрева даже после сравнительно большого периода нагнетания пара довольно быстро снижается. В этой связи очевидна практическая и экономическая нецелесообразность непрерывного нагнетания теплоносителя. Анализ лабораторных и промысловых исследований свидетельствует также о том, что на определенной стадии непрерывного нагнетания теплоносителя в пласт происходит значительное снижение прироста добычи

нефти и соответственно увеличение расхода теплоносителя на добычу нефти. Следовательно, на этой стадии теплоноситель используется главным образом как агент для поддержания давления в пласте. Это указывает на возможность и необходимость перехода на определенной стадии от нагнетания теплоносителя к нагнетанию менее дорогостоящего рабочего агента — воды.

Сформулированные выше положения являются важными теоретическими предпосылками внедрения в СССР метода нагнетания пара на основе применения отечественной прогрессивной технологии — создания тепловой оторочки с последующим перемещением ее по пласту ненагретой водой [Оганов К. А., 1967 г., Боксерман А. А., Раковский Н. Л., Глаз И. А., 1975].

Проведенными исследованиями установлено, что вследствие тепловой интерференции между слоями (участками) различной проницаемости происходит сглаживание в той или иной мере негативного влияния неоднородности на охват пласта процессами теплового воздействия и вытеснения нефти. Охват тепловым воздействием пластов с довольно значительной неоднородностью (например, трещиновато-пористых и слоисто-неоднородных с характерными размерами блоков и слоев около 3—5 м) практически не зависит от путей проникновения в пласт теплоносителя, т. е. в этом случае пласт можно считать однородным в термическом отношении. Эта важная характерная особенность применения тепловой оторочки позволяет, во-первых, облегчить ее создание, а во-вторых, уменьшить «размывание» (вследствие неоднородности пласта) при перемещении по пласту.

Величина первоначального прогрева пласта обычно выбирается из того условия, чтобы при подходе к линии отбора сохранялся определенный уровень температуры (70—100 °C). Это обеспечивает необходимую эффективность вытеснения по мере перемещения тепловой оторочки по пласту. С увеличением расстояния между скважинами первоначальный объем тепловой оторочки пара необходимо увеличивать. Следовательно, преимуществами технологии разработки нефтяных месторождений с применением перемещающейся тепловой оторочки проявляются в основном при сравнительно плотных сетках размещения скважин. При нагнетании в пласт пара применяемая в настоящее время плотность размещения скважин обычно не превышает 0,035—0,04 км²/скв. В этих условиях первоначальный объем тепловой оторочки составляет от 0,15—0,20 до 0,6—0,7 от общего объема «обрабатываемого» теплом пласта.

Метод вытеснения нефти паром в значительной мере испытан в промышленных условиях и находится в стадии промышленного внедрения на месторождениях нефти высокой вязкости (свыше 50—100 мПа·с) с неглубоко залегающими продуктивными пластами (до 500—700 м) большой мощности (10—15 м) [Раковский Н. Л., Шарбатов В. И., 1973 г.]. Он обеспечивает высокую нефтеотдачу (до 40—60 %, а иногда и выше) и конкурентоспособность с традиционными методами.

К недостаткам метода вытеснения нефти теплоносителями следует отнести:

- непроизводительные потери тепла при доставке теплоносителя к пласту в паропроводах на поверхности и в стволе скважины, вследствие чего ограничивается область применения метода сравнительно неглубоко залегающими объектами;

- снижение эффективности теплового воздействия на пласты с уменьшением мощности пласта и темпа нагнетания в пласт теплоносителя в результате роста потерь тепла на прогрев окружающих пласт пород, вследствие чего область применения метода ограничивается объектами с мощностью пластов свыше 10—15 м и сравнительно высокой проницаемостью (свыше $3 \cdot 10^{-13}$ — $5 \cdot 10^{-13}$ м²);

- усложнение конструкции и заканчивания скважин с учетом работы их при высокой температуре;

- необходимость принятия мер по предотвращению выноса песка в скважину;

- возможность образования стойких водонефтяных эмульсий;

- возможность проявления гравитационных эффектов и снижения вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

Эти методы основаны на способности углеводородов (нефти) вступать в реакции с кислородом, сопровождающиеся выделением больших количеств тепла [Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И., 1969 г.]. Генерирование тепла непосредственно в пласте является основной отличительной особенностью методов повышения нефтеотдачи с применением внутрипластового горения, позволяющей устранить технические проблемы и потери тепла, которые возникают при генерировании его на поверхности и доставке к пласту путем нагнетания в него теплоносителей.

Инициирование горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважину окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны пласта с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т. п. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне пласта. В некоторых случаях происходит самопроизвольное воспламенение нефти без подвода дополнительного топлива.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрипластового горения, так и перемещение зоны горения по пласту. Ввиду малости размеров зоны горения по сравнению с расстояниями между скважинами ее нередко называют фронтом горения. Когда воздух для поддержания горения подается в скважину-зажигательницу, то фронт горения перемещается в направлении от нагнетательной скважины к добывающей, т. е. в направлении движения нагнетаемого воздуха. Такой процесс горения называют прямоточным в отличие от противоточного, когда фронт горения движется в направлении от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т. е. против движения нагнетаемого воздуха. Противоточное горение пока не получило сколько-нибудь заметного применения, и поэтому дальнейшие сведения относятся только к прямоточному горению.

При перемещении фронта горения в качестве топлива расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других, сложных физико-химических процессов. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти, так называемый кокс. При различных геолого-промысловых условиях концентрация кокса может составлять 10—40 кг на 1 м³ пласта. Этот важный параметр процесса горения обычно рекомендуется определять экспериментальным путем в лабораторных условиях.

Установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти концентрация кокса увеличивается, а с увеличением проницаемости — уменьшается. Считается, что при сгорании кокса выделяется тепло в количестве 29—42 МДж/кг. Выяснено также, что в случае поддержания внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха) «съем» тепла с нагретой в результате горения породы потоком воздуха вследствие его низкой теплоемкости происходит медленнее, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. В результате при сухом внутрипластовом горении (так называют процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла (примерно 80 % и более) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы. В принципе это тепло оказывает определенное положительное влияние на процесс вытеснения из не охваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, однако, что переброска тепла в область впереди фронта горения приведет к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит вытеснение нефти, а следовательно, и к существенному повышению эффективности процесса добычи нефти из пласта. Переброска тепла в область впереди фронта горения связана с ускорением теплопереноса в пласте вслед-

ствие добавления воды к нагнетаемому воздуху. В этой связи проводится интенсивная работа по созданию методов, сочетающих внутрипластовое горение и заводнение, главная отличительная особенность которых заключается в ускорении теплопереноса и переброске тепла в область впереди фронта горения [Dietz D. N., Weijde J. 1968 г., «Внутрипластовое...», 1974; Боксерман А. А., Савельев Ю. С., 1977]. В частности, в мировой практике все большее признание получает метод влажного горения.

Сущность влажного горения заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряясь в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него,

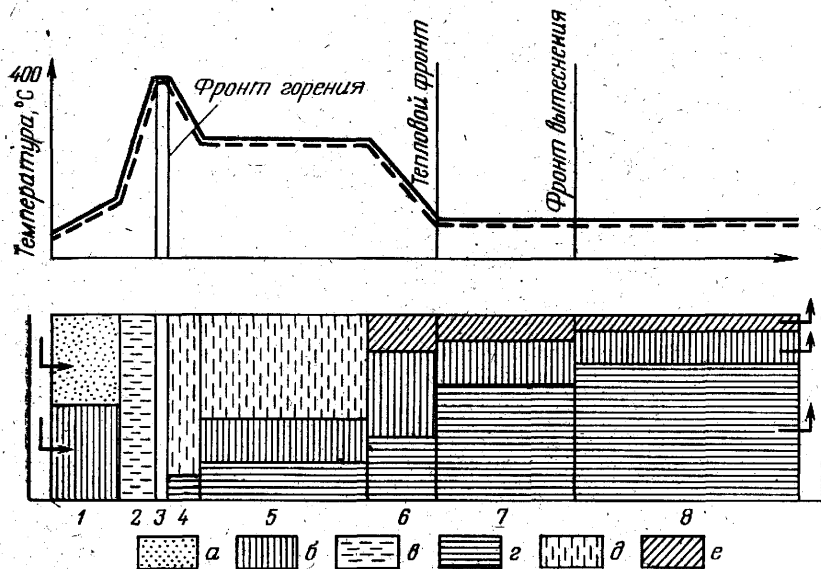


Рис. 164. Схема процесса влажного горения

Зоны: 1 — фильтрации закачиваемой воды и воздуха, 2, 4 — перегретого пара; 5 — насыщенного пара; 6 — вытеснения нефти горячей водой; 7 — вытеснения нефти водой при пластовой температуре; 8 — фильтрации нефти при начальных условиях; 3 — фронт горения
а — воздух; б — вода; в — смесь пара и воздуха; г — нефть; д — смесь пара и газов горения; е — газы горения

в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды (рис. 164). Процесс внутрипластового парогенерирования — одна из важнейших отличительных особенностей процесса влажного горения, в значительной мере определяющая механизм вытеснения нефти из пластов.

Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха укладывается примерно в пределы 1—5 м³ воды на 1000 м³ воздуха (при нормальных условиях), т. е. водовоздушный фактор должен составлять величины $(1 \div 5) \cdot 10^{-3}$ м³/м³. Конкретные значения водовоздушного фактора определяются многими геолого-промысловыми условиями осуществления процесса. Однако с увеличением плотности и вязкости нефти (точнее, с увеличением концентрации кокса) величина необходимого водовоздушного фактора уменьшается. Если значения водовоздушного фактора меньше указанных, то переброска тепла в область впереди фронта горения уменьшается. При закачке воды в большем количестве метод влажного горения переходит в другие модификации комбинированного воздействия на пласт горением и

заводнением. Важно подчеркнуть, что повышенные значения водовоздушного фактора не приводят к прекращению окислительных экзотермических процессов в пласте даже в случае прекращения существования высокотемпературной зоны горения. В то же время заниженные значения его обуславливают снижение эффективности теплового воздействия на пласт и процесса извлечения нефти. Поэтому процесс влажного горения целесообразно вести с максимально возможными значениями водовоздушного фактора.

Температурная обстановка в пласте при влажном горении схематично изображена на рис. 164. Наиболее высокой температурой характеризуется фронт горения — здесь она достигает 370°C и выше. По мере перемещения фронта горения в пласте формируются несколько характерных, отчетливо выделяющихся температурных зон. В выжженной области за фронтом горения выделяются две температурные зоны. В переходной зоне температура изменяется от температуры нагретаемых рабочих агентов (воды и воздуха) до температуры испарения нагретаемой воды. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, образовавшегося в результате испарения нагретаемой вместе с воздухом воды в породе, прогретой до высокой температуры перемещающимся впереди фронтом горения.

Передача тепла в область впереди фронта горения осуществляется при влажном горении в основном путем конвективного переноса потоками испарившейся нагретаемой воды и продуктами горения, а также путем теплопроводности. В результате впереди фронта горения образуется несколько температурных зон. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до температуры конденсации (испарения) пара. Размеры этой зоны относительно невелики, так как потери тепла в окружающие пласт породы приводят к быстрому охлаждению фильтрующихся здесь газообразных паров воды и продуктов горения, характеризующихся низкой теплоемкостью. Основная доля перебрашиваемого в область впереди фронта горения тепла концентрируется в зоне насыщенного пара — зоне парового плато, где потери тепла в окружающие породы сопровождаются конденсацией пара, а не падением его температуры, а также в переходной температурной зоне — зоне горячей воды, образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара. Температура в зоне насыщенного пара зависит в основном от уровня пластового давления с учетом доли пара в газовом потоке. Обычно в пределах этой зоны она меняется незначительно и составляет примерно 80—90 % от температуры насыщенного пара. Температура в переходной температурной зоне изменяется от температуры конденсации пара до начальной пластовой.

Наконец, впереди переходной температурной зоны располагается область, не охваченная тепловым воздействием, характеризующаяся начальными температурными условиями.

Величина области прогрева пласта впереди фронта горения в значительной мере определяется темпом генерации тепла на фронте горения (а следовательно, темпом нагнетания воздуха) и водовоздушным фактором. С увеличением последнего размер области прогрева пласта увеличивается. Если процесс влажного горения осуществляется при максимально возможном значении водовоздушного фактора или близком к нему, то практически все накопленное в пласте тепло будет располагаться в области впереди фронта горения, а размеры этой области будут максимальными. Именно такой процесс, называемый оптимальным влажным горением, схематично изображен на рис. 164.

Картина температурного поля при влажном горении обуславливается в основном генерированием пара на фронте горения и нагреванием этим паром области пласта впереди фронта горения. Не случайно поэтому при влажном горении температурная обстановка впереди фронта горения во многом аналогична таковой при нагнетании в пласт пара (см. рис. 163). По этой же причине при влажном горении будут реализовываться те же механизмы вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, а именно: механизм вытеснения нефти паром и горячей водой, механизм смешивающе-

гося вытеснения испарившимися в зоне пара легкими фракциями нефти. Вместе с тем, поскольку для реализации внутрипластового горения в пласт нагнетаются воздух и вода, проявляется также и механизм вытеснения нефти водогазовыми смесями. Кроме того, на процесс извлечения нефти могут оказывать влияние продукты горения и окисления нефти в пористой среде, а также физико-химические превращения самой породы-коллектора. В частности, в процессе горения образуется значительное количество углекислого газа, что, очевидно, создает условия для проявления механизма вытеснения нефти углекислым газом. Этот механизм может существенно усилиться в случае осуществления процесса внутрипластового горения в коллекторах карбонатного типа в связи с появлением дополнительных количеств углекислого газа вследствие термического и химического разложения карбонатов. Углекислый газ вместе с нефтью и водой может образовывать пену, которая оказывает положительное влияние на процесс вытеснения нефти. В процессе горения образуются также поверхностно-активные вещества, альдегиды, кетоны, спирты, что может обусловить проявление механизма вытеснения нефти эмульсиями.

Таким образом, при осуществлении внутрипластового горения проявляются и сосуществуют большинство из известных к настоящему времени процессов, увеличивающих нефтеотдачу пластов. Именно этим объясняются наблюдаемые при внутрипластовом горении в лабораторных и промышленных условиях высокие показатели степени извлечения нефти.

Размер области прогрева пласта впереди фронта горения при реализации влажного горения такого же порядка, как и выжженной зоны, и в большинстве практически важных случаев может достигать величины 100—150 м и более. Поэтому, с одной стороны, появляется возможность применения метода влажного горения при сравнительно редких сетках размещения скважин (0,16—0,20 км²/скв. и более), а с другой — отпадает необходимость доводить фронт горения до добывающих скважин, в результате чего сокращается расход воздуха на добычу нефти. Только за счет развития области прогрева пласта впереди фронта горения расход воздуха может сократиться в среднем в 1,5—2,0 раза. Дополнительная экономия в расходе воздуха на добычу нефти может быть достигнута за счет перемещения по пласту путем нагнетания ненагретой воды созданной в результате влажного горения тепловой оторочки. В целом же считается, что при влажном горении расход воздуха на добычу нефти сокращается в 2,5—3,0 раза и более, чем при сухом горении. Что касается расхода воздуха на добычу нефти при сухом внутрипластовом горении, то согласно данным промысловых испытаний, он изменялся в диапазоне 1000—3000 м³ (при нормальных условиях) на 1 м³ нефти.

Значительное сокращение расхода воздуха на добычу нефти при влажном горении является важной предпосылкой расширения области применения теплового воздействия на более глубоко залегающие пласты, чем это принято в настоящее время.

Лабораторные исследования и промысловые испытания свидетельствуют о том, что метод влажного горения осуществим на объектах со значительным диапазоном изменения геолого-физических условий. В частности, появляется возможность разработки этим методом месторождений нефти средней и малой вязкости, в том числе и после заводнения.

Как уже отмечалось, при повышенных значениях водовоздушного фактора возникают разновидности комбинированной технологии, основанные на сочетании заводнения с внутрипластовыми окислительными реакциями. В этом случае фронт горения, равно как и примыкающие к нему зоны перегретого пара, прекратят свое существование, а закачиваемый кислород воздуха поступит в зону насыщенного пара, где он и вступит в экзотермические реакции с нефтью. Нужно отметить, что скорость протекания окислительных процессов довольно высока и при температурах, характерных для зоны пара (200 °C и выше). Такой процесс назван «сверхвлажным горением». При сверхвлажном горении «холодная» вода вторгается в зону горения еще до того момента, когда сгорит вся оставшаяся в виде топлива нефть.

Особенность сверхвлажного горения заключается в том, что нагрев и испарение воды, регенерация тепла и его образование в результате окислительных реакций сосредоточены в единой зоне, скорость перемещения которой определяется в основном темпами нагнетания воды и будет существенно выше, чем скорость перемещения фронта горения при сухом и влажном горении. Таким образом, при сверхвлажном горении достигаются существенная интенсификация теплового воздействия на пласт, а также значительное сокращение затрат воздуха на добычу нефти. Для поддержания сверхвлажного горения требуются небольшие концентрации топлива (единицы килограммов на 1 м³ пласта). Поэтому с применением метода сверхвлажного горения связывают значительные перспективы повышения нефтеотдачи пластов, содержащих нефти малой вязкости, в том числе и после заводнения.

К основным недостаткам методов вытеснения нефти с применением внутрипластового горения следует отнести:

— необходимость принятия мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения;

— необходимость принятия мер по предотвращению коррозии оборудования;

— возможность проявления гравитационных эффектов и снижение вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

§ 6. Условия применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов

В настоящее время испытывается и применяется на практике нефтедобычи значительное число новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Благодаря использованию этих методов уже сейчас во всем мире добывают

Основные критерии, определяющие геолого-физические условия

Методы увеличения нефтеотдачи пласта	Вязкость нефти, мПа·с	Глубина залегания пласта, м	Мощность пласта, м	Проницаемость пород, 10 ⁻¹³ м ²	Пористость пород, %
Метод вытеснения нефти газом высокого давления	≤10	—	≤10—50	≤0,5	—
Метод вытеснения нефти обогашенным газом	≤10	—	≤10—15	≤0,5	—
Метод вытеснения нефти сжиженными нефтяными газами	<10	—	≤10—15	≤0,5	—
Метод вытеснения нефти углекислым газом	—	—	≤10—15	>1	—
Метод вытеснения нефти растворами полимеров	10—60	—	—	>1	—
Метод вытеснения нефти мицеллярными растворами	≤10—15	—	—	>1	—
Метод вытеснения нефти паром	>50	≤700—1000	>10	>5	>18
Методы вытеснения нефти с применением внутрипластового горения	>10	≤2000	>3	>1	>18

десятки миллионов тонн дополнительной нефти. Каждый из новых методов увеличения нефтеотдачи пластов не универсален и характеризуется своей областью эффективного применения, которая в значительной мере определяется геолого-физическими условиями залежи (табл. 50). Следует подчеркнуть, что окончательное решение о применении того или иного нового метода на конкретном объекте должно обязательно приниматься в ходе проектирования его разработки.

Очевидно, что по мере накопления лабораторных и промысловых данных о новых методах увеличения нефтеотдачи пластов критерии их эффективного применения должны уточняться.

§ 7. Основные требования к геолого-физическому изучению объектов применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов

Выбор того или иного нового метода увеличения нефтеотдачи основан на тщательном геолого-физическом изучении объекта (месторождения, залежи, пласта и т. п.), на котором предполагается его применить. Геолого-физическое изучение объекта необходимо также для проектирования системы его разработки.

Требования геологического изучения объекта предполагаемого применения нового метода разработки во многом аналогичны таковым при традиционных методах разработки (см. гл. XIV). Вместе с тем следует учитывать и специфические особенности новых методов увеличения нефтеотдачи пластов и связанную с ними необходимость получения дополнительной информации о залежи.

Таблица 50

эффективного применения новых методов увеличения нефтеотдачи

Пластовая температура, °C	Пластовое давление, МПа	Плотность нефти, г/см ³	Нефтенасыщенность пород, %	Дополнительные критерии
—	>21	≤0,825	>60—70	Умеренная неоднородность пород
—	10—21	≤0,875	>60—70	То же
≤96	8—14	≤0,875	>40—50	»
—	>10,5	≤0,900	>35—40	Ограниченное содержание асфальтенов и смол в нефти
≤90	—	—	—	Ограниченное содержание глин в продуктивном коллекторе (до 10 об. %), ограниченное содержание ионов двухвалентных металлов в пластовой воде
≤90	—	—	>25—30	Ограниченное содержание ионов двухвалентных металлов в пластовой воде
—	—	—	>50	Ограниченное содержание глин в продуктивном коллекторе (до 10 об. %), умеренная мощность эксплуатационных объектов (до 25—35 м)
—	>40—50	—	>35—30	Умеренная мощность эксплуатационных объектов (до 25—35 м)

В результате геолого-физического изучения должны быть даны как можно более полные представления о характеристике залежи, ее строении, физических свойствах пород и жидкостей, о температурном поле месторождения и режиме его работы, а также предварительные рекомендации об эксплуатационных объектах.

Общая геологическая характеристика месторождения включает основные особенности орогидрографии и геоморфологии района, особенности геологического строения месторождения (тектоника, стратиграфия и литология, нефтегазоводоносность), данные о геологических запасах нефти и газа (начальных и текущих, если месторождение введено в разработку).

Изучение строения залежи предполагает следующее:

- выявление степени изолированности эксплуатационных объектов, наличия дизъюнктивных нарушений;

- выявление структурных особенностей эксплуатационных объектов путем отбивки кровли и подошвы их, построения структурных карт;

- построение карт изопакит (общей, эффективной и нефтенасыщенной мощности), определение средних мощностей эксплуатационных объектов и их изменений по площади;

- установление внутренних и внешних газо- и водонефтяных контактов.

Задачи изучения физических свойств продуктивных пластов и содержащихся в них жидкостей включают:

- определение пористости и ее изменений по разрезу и площади пласта;

- определение проницаемости и ее изменений по разрезу и площади пласта, построение карт изменения проницаемости и гидропроводности по площади пласта;

- установление неоднородности продуктивных пластов по разрезу и по площади;

- установление теплофизических характеристик нефтесодержащих и окружающих их пород;

- выявление литологического состава пород нефтяных пластов;

- определение давления насыщения нефти газом, объемного коэффициента пластовой нефти;

- установление плотности и вязкости нефти, их изменений по разрезу и площади пласта, а также при изменении температуры;

- определение свойств пластовой воды и ее солевого состава;

- определение компонентного состава нефти;

- установление насыщенности флюидами пористой среды, ее распределения по разрезу и по площади пласта.

В процессе геолого-физического изучения залежи должно быть установлено начальное температурное поле в залежи и построена соответствующая карта начальных изотерм.

Глава XXII

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Документация скважин

Процесс эксплуатации нефтеносных пластов очень сложен. Для обеспечения соответствующего наблюдения за ним и возможности полноценного анализа его требуется разносторонняя геологическая документация.

С момента передачи скважины в эксплуатацию возникает необходимость в точной документации с указанием объекта, вскрытого скважиной; способа вскрытия; начального дебита; способа эксплуатации; изменения дебита и пластового давления в процессе эксплуатации; даты появления в скважине воды; характера этой воды и т. п.

Все эти важные данные по скважине прежде всего фиксируются в виде ежедневных рапортов. По данным первичных рапортов ежемесячно составляется геологический отчет по эксплуатации скважин каждого производственного подразделения нефтегазодобывающего объединения (нефтегазодобывающее управление — НГДУ, районная инженерно-технологическая служба — РИТС).

Отчет содержит следующие показатели: номер скважины; категория скважины, диаметр штуцера или тип насоса; число дней эксплуатации; фактическая добыча нефти и воды; добыча воды в процентах от общей добычи жидкости; плотность воды; среднесуточные дебиты нефти и жидкости в целом; число часов работы, простоя скважины; накопленная добыча скважины (для периодически работающих скважин); здесь же указываются причины простоя скважин — ожидание подземного и капитального ремонта, отключение ЭЦН, неисправность изоляции и т. п.

В отчете скважины группируются по площадям, горизонтам (объектам). способам эксплуатации (фонтан, ЭЦН, ШГН, газлифт), категориям (старые, новые).

В конце отчета приводятся итоговые данные за месяц по перечисленным выше группам скважин и по производственному подразделению в целом.

Для обеспечения условий анализа эксплуатации отдельных скважин по каждой скважине ведутся следующие документы:

- карточка по исследованию скважины;
- эксплуатационная карточка;
- карточка нагнетательной скважины;
- паспорт скважины.

Карточка по исследованию скважин включает следующие показатели: дата замера; тип и глубина подвески насоса; число качаний; длина хода; глубина замера параметров; диаметр штуцера; среднесуточные дебиты нефти и жидкости в целом; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; плотность воды; продолжительность замера; глубина уровня в скважине; давления буферное, затрубное; давления забойные и пластовые на глубину замера, на кровле, на уровне зеркала воды; температура на глубине замера; коэффициент продуктивности и метод его определения; газовый фактор; тип прибора.

Эксплуатационная карточка фиксирует основные технологические показатели работы добывающих скважин, изменяющиеся каждый месяц в процессе эксплуатации скважин. Эта карточка заводится по каждой скважине и содержит следующие показатели: номер скважины; горизонт, который эксплуатируется скважиной; номер РИТС, к которому принадлежит скважина; названия НГДУ и площади, где находится скважина; даты начала и конца бурения; глубина скважины; дата вступления скважины в эксплуатацию; дата появления воды. Затем за каждый месяц в карточке записываются: способ эксплуатации; диаметр штуцера; число дней эксплуатации; добыча нефти за месяц; среднесуточная добыча нефти за месяц; общая добыча нефти по скважине с начала ее работы; добыча попутной воды за месяц; общая добыча попутной воды с начала эксплуатации скважины; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости по скважине; среднесуточный дебит жидкости по скважине.

Карточка нагнетательной скважины служит для учета текущих технологических показателей работы нагнетательной скважины, изменяющихся каждый месяц в процессе ее эксплуатации. Карточка нагнетательной скважины заводится по каждой скважине и содержит следующие показатели: номер скважины; названия НГДУ, площади и горизонта, где эксплуатируется данная скважина; даты начала и конца бурения; глубина скважины; глубина алтitudes скважины; удлинение; глубина спуска кондуктора и эксплуатационной колонны в скважине; дата начала закачки; интервал перфорации; число дней освоения; количество жидкости, извлеченной при освоении. Затем на каждую дату фиксируются: количество закачанной воды за месяц; уплотненный расход воды; среднее давление нагнетания; число дней и часов работы; общее количество закачанной воды с начала года и число дней

работы с начала года; нарастающее количество закачанной воды с начала освоения и число дней работы.

В процессе эксплуатации продукция добывающих скважин, естественно, обводняется, причем к концу эксплуатации скважин добываются огромные объемы воды. В процессе разработки месторождения технологи стремятся уменьшить эти объемы, проводя различные геолого-технические мероприятия. Поэтому необходимо постоянно следить за процессом обводнения каждой скважины. Для этих целей предназначен документ, который называется «шахматкой» обводнения скважины, где по годам, месяцам и дням фиксируются обводненность продукции и дата замера.

Важнейшим документом, характеризующим историю скважины, является паспорт скважины, в котором фиксируются основные сведения по скважине, начиная с момента начала бурения и до ее ликвидации по тем или иным соображениям.

Паспорт скважины содержит следующие сведения: общие показатели — даты заложения скважины, начала и окончания бурения, вступления в эксплуатацию и в углубление, окончания углубления, ликвидации скважины; альтитуда скважины; координаты (квадрат на плане) скважины; глубина забоя и глубина после углубления; основание заложения скважины; цель, способ бурения; основание прекращения бурения, а также ряд таблиц.

В таблицах приводятся следующие материалы.

По всему разрезу скважины (глубина скважины дается через 50 м): сведения по стратиграфическому расчленению его и литологическому составу пород; описание технического разреза; описание каротажной диаграммы — номер пласта, глубина кровли, мощность пласта, удельное сопротивление породы; характеристика кривизны скважины — глубина, градус, азимут кривизны; результаты освоения скважины — номер пласта, начало и конец освоения, начальный среднесуточный дебит нефти, воды, эмульсии, газа и жидкости в целом первых 30 дней эксплуатации скважины, максимальные суточные дебиты за первые 3 мес. эксплуатации скважины.

Характеристика пласта и фильтра (по пластам): глубина залегания кровли; мощность пласта; глубина вскрытия от кровли пласта; искусственный забой; число отверстий в фильтре, их интервалы; угол падения пласта.

Физическая характеристика эксплуатационного объекта (по пластам): описание породы; механический состав фракций; коэффициент пористости пород; проницаемость пород.

Данные о нефти (по пластам): плотность и вязкость при температуре 20 °С; потенциал; количество смол; сорт; содержание парафина, воды, серы.

Данные о воде (по пластам): дата появления; дебит нефти в момент появления воды; начальный дебит воды; дата полного обводнения; соленость; состав; категория.

Данные о газе на момент взятия пробы: место взятия пробы; номер пласта; содержание метана, этана, бурана, пропана, высших углеводородов, углекислого газа, кислорода, азота; плотность при температуре 20 °С; содержание газа, водорода.

Фонтанная эксплуатация (режим работы) включает два раздела: результаты исследовательских работ с целью определения оптимального режима и установленный режим работы фонтанных скважин.

Результаты исследований: давление пласта; коэффициент продуктивности; диаметры труб первого и второго рядов; штуцер на забое и на устье скважины; среднесуточные дебиты нефти, воды, эмульсии, газа, жидкости в целом; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; газовый фактор; давления на буфере, затрубное, на трапе, забойное. Здесь же приводится потенциальный режим работы скважины по нефти, воде и газу.

Характеристика фонтанной эксплуатации (фактический режим) на каждый период времени: число дней работы скважины; диаметр труб первого и второго рядов; диаметры забойного и устьевого штуцеров; давления среднесуточные на буфере, в затрубном пространстве, на трапе, забойное; среднесуточные дебиты нефти, воды, эмульсии, газа, жидкости в целом; добыча

воды в процентах от добычи всей жидкости; добыча воды; газовый фактор; содержание песка в жидкости.

Компрессорная эксплуатация (режим работы) также включает два раздела: результаты исследовательских работ с целью определения оптимального режима и установленный режим на скважине.

Результаты исследований: давление пласта; коэффициент продуктивности; диаметры труб первого и второго рядов; давления забойное, рабочее, буферное, затрубное, на трапе; среднесуточные дебиты нефти, воды, эмульсии, газа, жидкости в целом; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; газовый фактор; суточный расход рабочего агента; рабочий агент; система лифта; потенциальный режим (суточные дебиты) по нефти, воде, газу, жидкости в целом.

Характеристика компрессорной эксплуатации (фактический режим) на каждый период времени: число дней работы; давления рабочее, буферное, затрубное, забойное, на трапе; диаметры труб первого и второго рядов; среднесуточные по замеру дебиты нефти, воды, эмульсии, газа, жидкости в целом; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; рабочий агент; удельный расход агента; газовый фактор; содержание песка в жидкости; колебание давления.

Глубинно-насосная эксплуатация (режим работы) включает два раздела: результаты исследовательских работ с целью определения оптимального режима и установленный режим на скважине.

Результаты исследований: давление пласта; коэффициент продуктивности; забойное давление; среднесуточные дебиты нефти, воды, эмульсии, газа, жидкости в целом; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; газовый фактор; тип насоса, величина его диаметра, глубина установки, материал клапана, число качаний, длина хода, теоретическая подача, коэффициент подачи; система станка-качалки; диаметр труб, штанг; газовый и песочный якоря; потенциальный режим по нефти, воде, газу, жидкости в целом.

Характеристика насосной эксплуатации (фактический режим) на каждый период времени: число дней работы; забойное давление; глубина подвески насоса, тип и диаметр его, число качаний, длина хода, теоретическая подача; среднесуточные дебиты нефти, воды, эмульсии, газа, жидкости в целом; коэффициент продуктивности; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; газовый фактор; содержание песка в жидкости.

В листе аварийных и ремонтно-изоляционных работ, проведенных на скважине, указываются те конструктивные изменения, которые были сделаны на скважине во время ремонтных работ.

Сводная таблица работы скважины составляется по каждому месяцу ее работы: регистрируются пласт и способ эксплуатации; число дней эксплуатации скважины в данном месяце; добыча за месяц нефти, воды, газа, всего жидкости; добыча воды в процентах от добычи всей жидкости; среднесуточные дебиты нефти, воды, газа, жидкости в целом; добыча с начала эксплуатации данного пласта нефти, воды, газа; число дней эксплуатации данного пласта.

Лист сведений по работам, связанным с ликвидацией скважины: номера протоколов; причины ликвидации; проект работ по ликвидации и фактическое выполнение работ по ликвидации.

Особое значение в проведении контроля за эксплуатацией скважин имеет технологический режим работы скважин, в котором содержатся показатели фактической работы скважины и предполагаемый режим с указанием конкретных мероприятий, обеспечивающих его выполнение. В этом режиме по каждой скважине приводятся следующие сведения: номер РИТС и сборного пункта; месторождение, площадь, участок, горизонт, который эксплуатирует скважина; год ввода скважины в эксплуатацию; ее категория, способ эксплуатации, перфорированная мощность, коэффициент продуктивности; тип станка-качалки; тип насоса, глубина его спуска. Фактический режим работы скважин включает следующие показатели: буферное давление; длина хода плунжера; диаметр штуцера; статический и динамический уровни; давления затрубное, пластовое, забойное; число качаний насоса, теоретическая

подача, коэффициент подачи; суточные дебиты нефти, воды, всего жидкости. Предполагаемый режим работы скважин намечается по показателям: суточные дебиты жидкости, нефти; обводненность продукции; плотность воды; диаметр штуцера; число часов работы скважин. В режиме указываются: изменение дебитов жидкости, нефти, воды; коэффициент эксплуатации; месячная добыча нефти; мероприятия по обеспечению режима работы скважин. Ориентировочный объем информации, содержащийся в рассмотренных документах по каждой скважине (при условии, что добывающая скважина работает 10 лет), составляет 3000 показателей.

§ 2. Документация разработки объектов

Для правильного решения всех вопросов эксплуатации нефтеносных пластов необходимо иметь детальные карты и геологические разрезы, полученные в процессе разведки и разработки месторождения и характеризующие особенности геологического строения и физических свойств пласта. Кроме того, следует вести графики разработки для каждого пласта в целом, иметь паспорта на каждый объект разработки и месторождение в целом.

О геологическом строении месторождения судят по профильным разрезам и различного рода картам (структурным, пластовым и др.). Методики построения этих графических документов изложены в гл. VII.

При разработке нефтяных месторождений, подсчете запасов нефти и газа, проектировании системы разработки и т. п. необходимы карты, характеризующие отдельные свойства продуктивных пластов, — карты мощности коллекторов, пористости и проницаемости пласта, гидропроводности и сопротивления, нефтенасыщенности.

В процессе разработки месторождения строятся следующие основные карты:

- карта разработки пласта, на которую наносятся все скважины, эксплуатирующие данный пласт, а также опробовавшие его с тем или иным неудачным результатом; на ней указываются также величины начального годового дебита и суммарной добычи с начала эксплуатации по каждой скважине;

- карта действующего фонда скважин, на которую наносятся с помощью условных обозначений все добывающие, нагнетательные и прочие скважины;

- карта текущей эксплуатации пласта, на которой приводятся забон всех скважин, пробуренных на данный пласт или возвращенных на него с нижележащих пластов, указываются текущие дебиты нефти и воды, обозначаются способы эксплуатации;

- карта пластовых давлений (карта изобар);

- карта положения ВНК, ГНК и контуров газа и воды.

Все обозначения на указанных картах должны быть унифицированы в соответствии с каталогом условных знаков для картографических материалов, составляемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений (см. гл. VII).

На графиках разработки залежей в целом должны быть показаны кривые: добычи нефти за месяц; суммарной добычи нефти с начала эксплуатации; добычи воды за месяц; фонда скважин, находящихся в эксплуатации; среднесуточного дебита нефти на одну скважину; среднего газового фактора; среднего взвешенного пластового давления; среднего взвешенного забойного давления; месячной закачки воды (или газа); суммарной закачки воды (или газа).

Паспорт на объект разработки или месторождение в целом является основным документом, в котором фиксируются все геолого-промысловые показатели разработки.

По каждому объекту разработки, который эксплуатируется, например, 30 лет, объем информации составляет 26 000 показателей, причем ежегодно прибавляется около 840 показателей. Из общего числа показателей примерно

450 условно-постоянные показатели, значения которых не меняются (условно) в процессе разработки.

Паспорт на объект разработки включает следующие основные разделы:

- параметры залежи и пласта (начальное состояние): средняя глубина залегания подошвы пласта; средняя мощность пласта (общая, эффективная, нефтенасыщенная, газонасыщенная); начальные отметки ВНК, ГНК; пористость; проницаемость; площади нефтеносности, водонефтяной зоны, газовой шапки; нефтенасыщенность; начальное пластовое давление, приведенное к ВНК; давления насыщения и прекращения фонтанирования; температура пласта; тип коллектора; коэффициент для перевода 1 т нефти в пластовые условия;

- характеристика нефти: плотность; вязкость; содержание парафина, серы, смол, асфальтенов; выход светлых фракций до 100 °С, до 200 °С, до 300 °С; объемный коэффициент; газонасыщенность; давление насыщения;

- характеристика попутного газа: плотность по воздуху; содержание метана, этана, пропана, бутана, пентана + высшие, углекислоты, сероводорода, азота, гелия;

- характеристика пластовой воды: вязкость; плотность; щелочность; жесткость; содержание анионов и катионов;

- начальные запасы нефти: геологические; извлекаемые; дата утверждения и переутверждения запасов;

- текущие запасы нефти по оперативному учету: геологические; извлекаемые; текущий коэффициент нефтеотдачи;

- проектные показатели разработки объекта: максимальная добыча нефти и жидкости; год достижения максимальной добычи нефти; максимальный объем закачки; фонд скважин добывающих, нагнетательных, контрольных, наблюдательных и резервных; число добывающих скважин при выходе на максимальную добычу нефти; плотность сетки скважин с учетом добывающих и нагнетательных скважин в зонах разбуривания и контура нефтеносности; плотность сетки скважин в зоне разбуривания с учетом только добывающих скважин; средний дебит нефти в одной добывающей скважине при максимальной добыче; приемистость одной нагнетательной скважины при максимальной закачке воды; суммарная добыча извлекаемых запасов на одну скважину; система заводнения; основной способ эксплуатации; коэффициент нефтеотдачи;

- годовые показатели разработки: добыча нефти за год (проектная, фактическая) в тоннах и в процентах от начальных извлекаемых запасов; добыча нефти с начала разработки в тоннах и в процентах от начальных извлекаемых запасов; текущий коэффициент нефтеотдачи; добыча воды за год и с начала разработки; среднегодовой процент (весовой) обводненности; добыча жидкости в пластовых условиях за год и с начала разработки; добыча газа за год; средний газовый фактор: закачка воды за год в кубометрах и в процентах от отбора жидкости в пластовых условиях; закачка воды с начала разработки в кубометрах и в процентах от отбора жидкости в пластовых условиях; фонд добывающих скважин — всего пробурено (по проекту, фактически), в том числе: действующие, в бездействии, в освоении после бурения, ликвидированные, в консервации, переданные под закачку; фонд нагнетательных скважин — всего пробурено (по проекту, фактически), в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и в консервации, ликвидированные; число скважин, выведенных из бурения за год: добывающих, нагнетательных; число выбывших за год из действующего фонда добывающих скважин; число наблюдательных и пьезометрических скважин; средний дебит одной новой добывающей скважины; среднее взвешенное пластовое давление: в начальном контуре нефтеносности, в зоне отбора;

- месячные показатели текущего состояния разработки (фонд скважин на конец месяца) аналогичны годовым показателям. К дополнительным показателям относятся следующие: среднесуточная добыча нефти; среднесуточная закачка воды; фонд добывающих скважин и средний дебит одной скважины

по фонтанным скважинам, скважинам, оборудованным ЭЦН, ШГН; число скважин, работающих с водой, по степени обводненности до 2 %, 2—20 %, 20—50 %, 50—90 % и больше 90 %.

§ 3. Системы автоматизированного сбора промысловой информации

Автоматизированные системы в нефтяной промышленности строятся по основным производствам и охватывают весь процесс добычи нефти и попутного газа, т. е. поиски и разведку, бурение скважин, разработку и эксплуатацию нефтяных, нефтегазоконденсатных, газовых месторождений, а также транспорт нефти и газа.

Рассмотренные системы управления называются автоматизированными, а не автоматическими, так как они представляют собой человеко-машинную систему, где принятие окончательного решения остается за человеком, а техника обеспечивает его необходимой информацией и оптимальными расчетами для этих целей.

Системы автоматизированного сбора геолого-промысловой информации строятся исходя из единых методических и организационных принципов, закладываемых в разработку трех основных видов обеспечения функционирования систем: информационного, математического и технического.

Информационное обеспечение включает информационную базу, представляющую собой комплекс информационных массивов, нанесенных на машинные носители, а также набор методов и средств, обеспечивающих их ввод в память ЭВМ, хранение, обработку, поиск и выдачу при решении конкретных задач управления в соответствии с разработанными математическими, логическими и информационными моделями.

Математическое обеспечение представляет собой комплекс геолого-промысловых и экономико-математических моделей, моделей технологических процессов, алгоритмов, программ, алгоритмических языков, правил, инструкций и методических указаний, предназначенных для решения задач автоматизированной обработки промысловой информации, планово-экономических расчетов на всех уровнях руководства и управления технологическими процессами.

Техническое обеспечение состоит из средств вычислительной техники, техники связи и оргтехники, в том числе из средств размножения документации, нанесения на машинные носители графической информации, представления графической информации, административной связи и сигнализации.

Создание автоматизированных систем сбора промысловой информации велось и ведется по общему координационному плану с привлечением специалистов различных профилей: нефтяников — технологов, геологов, экономистов, организаторов производства, а также математиков, специалистов по экономической и технической кибернетике, социологов и др. Внедрение этих систем в нефтепромысловую практику стало возможно в результате повышения уровня автоматизации и механизации в нефтяной промышленности, создания сети вычислительных центров, совершенствования структуры управления отраслью, совершенствования методологии создания систем сбора промысловой информации.

Повышение уровня автоматизации и внедрение телемеханизации в отрасли достигнуто в результате разработки и наладки производства блочно-комплектного автоматизированного оборудования и создания служб по монтажу, наладке и эксплуатации средств автоматизации и телемеханизации.

Внедрение автоматизированных систем связано с большими объемами работ по монтажу и наладке средств контроля, автоматизации и телемеханизации, которые ведет всесоюзное объединение Союзнефтеавтоматика; разработкой проектно-сметной документации по автоматизированным системам нефтегазодобывающих предприятий занималось 13 территориальных научно-исследовательских и проектных организаций Миннефтепрома, 17 строительно-монтажных организаций других министерств.

Создание сети вычислительных центров было обеспечено проектированием в отрасли сети вычислительных центров коллективного пользования, оснащением вычислительных центров современным оборудованием, подготовкой специалистов.

Сеть вычислительных центров включает: на уровне Министерства нефтяной промышленности — Главный информационно-вычислительный центр (ГИВЦ), осуществляющий прием информации и других материалов от кустовых информационно-вычислительных центров (КИВЦ), их обработку, анализ и разработку с использованием экономико-математических методов и ЭВМ рекомендаций для принятия решений; в нефтяных районах — кустовые информационно-вычислительные центры коллективного пользования, обслуживающие все предприятия и организации отрасли, находящиеся в районе; на предприятиях и в производственных единицах — информационные пункты (ИП); в цехах, районных инженерно-технологических службах, на технологических объектах — абонентские пункты (АП), через которые осуществляется ввод текущей информации в память ЭВМ, установленной в КИВЦ. Результаты решения задач в КИВЦ транслируются либо только абоненту-заказчику, либо одновременно и другим заинтересованным подразделениям, а также в ГИВЦ Миннефтепрома.

Как правило, в основных нефтедобывающих районах проводится большой объем научно-исследовательских работ. Эти работы выполняются территориальными научно-исследовательскими и проектными институтами и геофизическими организациями. Для обработки больших потоков промысловой информации здесь также созданы вычислительные центры, имеющие связь с соответствующими КИВЦ.

За годы 9-й пятилетки рассмотренная выше сеть вычислительных центров создана и функционирует. В качестве таких центров были созданы главный центр в Москве и 13 КИВЦ в нефтяных районах — в Татнефти, Башнефти, Куйбышевнефти, Азнефти, Каспморнефти, Главтюменнефтегазе, Пермнефти, Грознефти, Мангышлакнефти, Оренбургнефти, Укрнефти, а также вычислительные центры Управления магистрального нефтепровода «Дружба» и Черноморского управления Главтранснефти. 17 информационно-вычислительных центров действуют в геофизических организациях, обеспечивая электронную обработку сейсмических данных; 19 вычислительных центров в научно-исследовательских и проектных институтах решают задачи оптимальной разработки месторождений и проектирования их обустройства.

В системах автоматизированного сбора и обработки промысловой информации в 9-й пятилетке функционировали ЭВМ второго и третьего поколений. В 50 центрах работало 102 ЭВМ мощностью по суммарному быстродействию 5 миллионов операций в секунду. Кроме того, имелось 55 малых ЭВМ для инженерных расчетов. В действующих автоматизированных системах использовалось более 50 видов расчетов на ЭВМ, объединенных примерно в 100 комплексов задач.

Автоматизированные системы сбора промысловой информации, работающие в основных нефтегазодобывающих районах, примерно идентичны и включают сбор, хранение и обработку информации с добывающих и нагнетательных скважин, с объектов, осуществляющих обессоливание и обезвоживание нефти, с объектов, производящих очистку воды для закачки ее в продуктивные нефтяные горизонты. Сбор, хранение и обработка информации осуществляются с помощью средств автоматики, телемеханики и ЭВМ. Обработанная информация служит технологам исходной для принятия решений по рациональной разработке месторождений и эксплуатации технологического оборудования. Применение этих систем стало возможным в результате внедрения в отрасли блочных автоматизированных установок и технологических комплексов различного назначения, которые входят в автоматизированные системы сбора промысловой информации.

Наиболее массовыми рассредоточенными объектами являются нефтяные скважины. Независимо от способов добычи они оснащаются только средствами защиты от аварий и устройствами автоматического пуска для кратковременных отключений электроэнергии. Разработанное оборудование для

скважин обеспечивает работу технологических объектов добычи в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала, что соответствует требованиям к объективности и качественности информации.

Для распределения рабочего агента — попутного нефтяного или природного газа — по скважинам при газлифтной эксплуатации используются блочные газораспределительные батареи. В процессе закачки контролируется давление и автоматически регулируется расход газа, подаваемого в каждую скважину.

Для измерения дебитов в скважинах используются различные модификации автоматизированной групповой замерной установки «Спутник». Дебит в скважинах измеряется на групповых автоматизированных замерных установках, фиксируется на счетчиках блока местной автоматики и по телемеханическим каналам (системы телемеханики ТМ-600) передается в пункт управления районных инженерно-технологических служб. Подключение скважин на замер осуществляется по программе, задаваемой блоком местной автоматики и определяющей последовательность и продолжительность измерений.

Измерение параметров сепарации нефти и газа производится в автоматизированной сепарационной установке. Количество отсепарированной нефти контролируется расходомером, установленным на линии выхода. Контроль за количеством газа, выделившегося в процессе сепарации, проводится периодически.

Продукция скважин с обводненностью, превышающей товарные кондиции, подвергается обезвоживанию и деэмульсации. Обезвоживание и деэмульсация производятся на блочных автоматизированных сепарационных установках с предварительным сбросом пластовой воды и в блочных автоматизированных деэмульсаторах, построенных на термохимических принципах обезвоживания. Принятый уровень автоматизации установок обеспечивает функционирование их в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала.

Для необходимых измерений при перекачке товарной нефти потребителю используется автоматизированная установка «Рубин», позволяющая в процессе перекачки производить измерения объема, температуры и обводненности нефти (с автоматическим возвратом на повторную обработку, если влагосодержание ее превышает заданные пределы) и отбор представительных проб для последующих лабораторных анализов.

Для отбора широкой фракции тяжелых углеводородов, осушки газа и подготовки его к дальнейшей транспортировке применяются блочные автоматизированные установки, сырьем для которых является попутный газ, выделившийся в процессе сепарации и подготовки нефти.

Для закачки воды в нагнетательные скважины системы поддержания пластовых давлений используются блочные кустовые насосные станции (БКНС). Информация об общей производительности БКНС направляется по телемеханическим каналам в пункт управления предприятием.

В качестве телемеханического устройства на нефтегазодобывающих предприятиях принято разработанное для унифицированной технологической схемы устройство телемеханики «ПАТ-Нефтяник», обеспечивающее контроль показателей, сбор промысловых данных и управление рассредоточенными объектами — скважинами, технологическими установками.

Информация, полученная в результате этих измерений, поступает в районные инженерно-технологические службы, где она накапливается и по требованию или по заранее разработанному регламенту выдается на цифропечатающее устройство либо на телетайп. По аппаратуре передачи данных типа «Аккорд-1200» или телетайпу информация о геолого-промысловых показателях по скважинам передается в вычислительный центр, оснащенный электронно-вычислительными машинами единой серии.

Информация о состоянии текущих параметров контролируемых объектов обрабатывается на вычислительных устройствах в КИВЦ и воспроизводится на бланках цифропечатающими машинами в виде геологического отчета по эксплуатации скважин, технологического режима работы скважин.

На базе промысловой информации, полученной в рассмотренных автоматизированных системах сбора данных, строятся автоматизированные системы:

— составления баланса и анализа движения структуры запасов нефти и газа;

— проектирования и анализа процесса разработки месторождений;

— обустройства месторождений.

Несколько отличается от приведенной выше создаваемая автоматизированная система сбора и обработки геолого-промысловой информации на ЭВМ третьего поколения в Главтюменнефтегазе. Масштабы, многоотраслевой характер производства и значительная территориальная разбросанность предприятий этого управления определили стратегию и тактику создания автоматизированной системы сбора промысловой информации, базирующейся на разветвленной сети вычислительных центров коллективного пользования. В единую вычислительную систему, соединенную каналами связи по радиорелейным и проводным линиям, вошли КИВЦ (Тюмень), районные информационно-вычислительные центры — РИВЦ (Сургут, Нижневартовск, Урай), территориальные информационные центры — ТИЦ (Нефтеюганск, поселки Пойковский и Стрежевое) и информационные пункты — ИП, расположенные на технологических объектах и в функциональных службах предприятий.

Вычислительные центры и предприятия оснащены техническими средствами сбора, передачи и обработки информации единой серии ЭВМ. В каждом вычислительном центре установлены ЭВМ различной мощности, с четким разделением функций между ними.

Мощные вычислительные машины (ЕС-1030, ЕС-1040) используются для непосредственной обработки технико-экономической информации, а сбор геолого-промысловой информации, ее предварительная обработка и передача результатов решения задач пользователям обеспечиваются ЭВМ ЕС-1010. Система обработки промысловой информации основывается на распределенном банке данных с многоуровневой структурой. С точки зрения качественного и количественного состава услуг, предоставляемых пользователю, система работает в режиме «человек — машина».

На уровне управления с 1975 г. функционирует автоматизированная система сбора, обработки и выдачи оперативной промысловой информации по основной производственной деятельности. Эта система обеспечивает информационно-справочное обслуживание пользователей (руководство и функциональные отделы управления) по запросам с отображением информации на экранах дисплеев.

Глава XXIII

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Общие положения об охране недр и окружающей среды

Охрана природы, рациональное использование ее ресурсов относятся к актуальным проблемам современности, от правильного решения которых во многом зависят успешное развитие экономики и благосостояние нынешнего и будущего поколений.

Охрана недр и окружающей среды представляет собой комплекс требований и научно-технических мероприятий в процессе поисков, разведки и разработки месторождений, направленных на рациональное изучение, использование полезных ископаемых, максимальное предотвращение их потерь и нарушения условий сохранности близрасположенных ископаемых, поверхностных вод, почв, лесов, воздушного бассейна и т. п.

Непрерывный рост добычи полезных ископаемых и связанное с этим увеличение масштабов поисково-разведочных и горных работ повышает требования к охране недр и улучшению их эксплуатации как части комплекса при-

родоохранных мер, рационального и экономного использования природных ресурсов.

Основой рационального использования недр в СССР является государственная собственность на недра, именно она обеспечивает такие общественные отношения в этой области, которые создают условия для планового, рационального и комплексного пользования недрами.

Регулирование общественных отношений в области использования полезных ископаемых и охраны недр осуществляется путем реализации различных положений, которые в наиболее обобщенном виде отражены в Основах законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах.

Охрана недр в современных условиях является одной из составных частей комплексной проблемы рационального изучения и всестороннего использования природных ресурсов в интересах всего народного хозяйства в настоящем и будущем.

Все недра в СССР, как используемые, так и пока не используемые, составляют Единый государственный фонд недр. Управление в области использования и охраны недр осуществляется всесоюзными, республиканскими и местными органами исполнительной власти, а также специально уполномоченными государственными органами.

Все предприятия, проводящие какие-либо работы, связанные с геологическим изучением, добычей полезных ископаемых, строительством и эксплуатацией подземных сооружений и т. п., являются пользователями недр и обязаны обеспечивать: полноту геологического изучения, рациональное комплексное использование и охрану недр; соблюдение условий безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами; охрану окружающей среды, особенно заповедников, памятников природы и культуры; рекультивацию, т. е. приведение нарушенных земельных участков в безопасное состояние, а также в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве.

Все запасы и месторождения полезных ископаемых подлежат государственному учету по единым правилам и системам. Этой цели служат Государственный кадастр месторождений и Государственные балансы запасов полезных ископаемых, в которых содержатся сведения о количестве и качестве запасов основных и совместно с ними залегающих полезных компонентов и степени их изученности, об условиях разработки месторождений, их геолого-экономической оценке, степени промышленного освоения, добыче, потерях и обеспеченности промышленности разведанными запасами.

Разведанные запасы подлежат утверждению государственными органами, при этом учитываются достоверность сведений о запасах, их количество и качество, условия залегания, подготовленность для промышленного освоения.

Списание балансовых запасов полезных ископаемых, добытых, потерянных, утративших промышленную ценность или не подтвердившихся в процессе дальнейшего изучения месторождения, производится в установленном порядке по согласованию с органами Государственного горного надзора. Эти же органы осуществляют межведомственный надзор за использованием и охраной недр.

Кроме того, существует ведомственный контроль за использованием и охраной недр, он осуществляется маркшейдерской, геологической и другими службами ведомства.

Задачи рационального использования, охраны недр и окружающей среды при поисково-разведочных работах на нефть и газ и разработке месторождений этих ископаемых характеризуются комплексностью мер и определенной последовательностью их реализации. Они должны предусматриваться на всех стадиях и при всех видах работ, проводимых как на отдельных площадях и месторождениях, так и в регионах в целом. Требования охраны недр и окружающей среды должны учитываться при проектировании, проведении и заканчивании каждой стадии или каждого вида работ. Вместе с тем такие крупные периоды в жизни месторождения, как подготовка запасов к разработке и эксплуатация залежей нефти и газа, характеризуются некоторыми особенностями комплексных мероприятий по охране недр и окружающей среды.

§ 2. Охрана недр и окружающей среды при поисках и разведке месторождений нефти и газа

Основные требования к поисково-разведочным работам с точки зрения рационального изучения и охраны недр заключаются в том, что все предприятия и организации, проводящие геологическое изучение недр, должны обеспечивать:

- научно обоснованное направление и эффективность работ по изучению недр;
- полноту изучения геологического строения недр, горнотехнических, гидрогеологических и других условий разработки месторождений;
- достоверность определения количества и качества запасов основных и совместно с ними залегающих полезных компонентов, геолого-экономическую оценку месторождений полезных ископаемых;
- ведение работ по геологическому изучению недр методами и способами, исключающими неоправданные потери полезных ископаемых и снижение их качества;
- сбор добытой из поисковых и разведочных скважин нефти, утилизацию или транспортировку ее, исключающие вредное влияние на окружающую среду;
- сохранность поисковых и разведочных скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождений и в иных народнохозяйственных целях, и ликвидацию остальных в установленном порядке;
- сохранность геологической документации, образцов горных пород и керна, которые могут быть использованы при дальнейшем изучении недр.

Все работы по геологическому изучению недр подлежат государственной регистрации и учету с целью обобщения и максимального использования результатов, а также предотвращения дублирования указанных работ. Государственная регистрация и учет работ по изучению недр проводятся в соответствии с порядком, установленным специальными органами, в частности Всесоюзным и территориальными геологическими фондами.

Государственный контроль за ведением работ по геологическому изучению недр производится органами государственного геологического контроля, которые проверяют направление, методику, комплексность и качество этих работ.

Обеспечение выполнения основных требований к рациональному изучению и охране недр достигается применением совершенных методик проектирования и проведения поисково-разведочных работ.

Так, например, выбор научно обоснованного направления поисков на стадии региональных исследований обеспечивается постановкой этих работ на основе заранее разработанной модели геологического строения данного района, комплексированием методов исследований применительно к конкретным геологическим условиям и т. п. На стадии подготовки площадей к поисковому бурению наряду с первоочередным выявлением наиболее крупных и перспективных структур необходимо обращать внимание на выделение площадей для поисков ловушек неструктурного типа.

На стадии поискового бурения полнота геологического строения недр должна обеспечиваться вскрытием всего разреза осадочных отложений до фундамента или до технически достижимой глубины с выявлением и характеристикой с разной степенью детальности основных и второстепенных залежей месторождения, а также строгим соблюдением требований к получению всесторонней и качественной информации из поисковых скважин.

На стадии разведки и подготовки месторождения к разработке должна быть достигнута необходимая полнота изучения всех параметров залежей, что обеспечивается наличием четко сформулированных требований к результатам разведки и научно обоснованной системой их выполнения.

При подсчете запасов основных полезных ископаемых залежей должны учитываться и сопутствующие компоненты. При подсчете запасов газа должен производиться раздельный подсчет ценных компонентов для химической промышленности (конденсата, этана, пропана и др.). Для крупных ме-

сторождений нефти целесообразно производить подсчет полезных ископаемых в двух вариантах — в первом считать только нефть и газ, а во втором — учитывать все компоненты углеводородов отдельно. Такой подход даст возможность более глубоко оценивать промышленную значимость месторождений.

При выборе и обосновании комплекса методов проведения поисково-разведочных работ должны учитываться требования охраны окружающей среды. Так, при проведении геофизических исследований на акваториях, богатых рыбой и ценными животными, недопустимы взрывные работы, их необходимо заменять другими, более безопасными для обитателей вод методами и их разновидностями.

Основным видом работ при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений является бурение скважин. При их заложении необходимо принять все меры по охране от порчи природных объектов — водоемов, лесных насаждений, сельскохозяйственных угодий, культурных и прочих ценностей. Нельзя допускать строительство скважин вблизи населенных пунктов, школ, детских учреждений, больниц и т. п. Местоположение буровой согласовывается с исполнительными комитетами местных Советов народных депутатов и колхозами, совхозами, лесхозами и др., которые, согласно законодательству СССР, обязаны отвести земельный участок, в размерах установленных техническими нормами.

Размеры земельных участков, отводимых во временное краткосрочное пользование на период бурения разведочных скважин, определяются в зависимости от разновидности бурения, сложности оборудования и ожидаемой насыщенности продуктивных пластов (нефть или газ) (табл. 51).

Т а б л и ц а 51

Нормы земельных участков, отводимых во временное пользование на период бурения разведочных скважин

Разновидность бурения	Размеры земельных участков, км ²
1. При бурении с дизельным приводом: установками грузоподъемностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м	0,025
то же, с вышкой высотой 41 м	0,02
установками грузоподъемностью от 75 до 80 т	0,017
2. При бурении с электроприводом: установками грузоподъемностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м	0,022
то же, с вышкой высотой 41 м	0,020
установками грузоподъемностью от 75 до 80 т	0,016
3. При бурении разведочных скважин на газоносные пласты независимо от типа буровой установки и высоты вышки	0,035
4. При структурно-поисковом бурении передвижными буровыми установками	0,005

В проектах поисково-разведочных работ должны быть предусмотрены меры по предотвращению вреда залежам других полезных ископаемых, которые могут присутствовать в разрезе данной площади (например, калийные соли).

При бурении скважин, особенно на большие глубины и в сложных геологических условиях, геологоразведчики встречаются с проявлениями различных стихийных сил природы: горным, избыточным и аномально высоким давлением, подземными термальными и минеральными водами, высокой температурой, вредными газами, внезапными выбросами нефти и газа, иногда сопровождаемыми пожарами. Поэтому одним из основных требований охраны недр

является требование к соблюдению правил по безопасному ведению работ. Эти правила направлены не только на обеспечение безопасности людей, сбережение дорогостоящего оборудования и скважины, но и на сохранение самого полезного ископаемого и начальных условий его залегания. В практике имели место случаи, когда длительное открытое фонтанирование газовых скважин приводило к полному истощению залежей, эксплуатация которых была бы экономически выгодной.

Большой вред недрам и земной поверхности наносят грифоны, образующиеся в результате прорыва газа по трещинам иногда на значительных расстояниях от скважины. Такие явления могут иметь место на месторождениях с нарушенными сводовыми частями. Прорывы газа и его распространение на значительной площади по подпочвенным слоям могут создать взрывоопасную обстановку в районе работ. Особую опасность для людей и животных представляет открытое фонтанирование газа с большим содержанием сероводорода.

Переливающие водой скважины приводят к неоправданным потерям воды, часто являющейся целебной или содержащей полезные компоненты. Кроме того, перелив вод ведет к порче угодий, заболачивая их, а в отдельных случаях вызывает угрозу гибели животных.

До начала бурения скважины составляется геолого-технический наряд, в котором должны быть предусмотрены интервалы возможного осложнения проходки. В процессе проходки скважин необходимо осуществлять меры по предотвращению открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов ствола скважины. Следует изолировать друг от друга нефте-, газо- и водонесные интервалы в скважинах, обеспечить герметичность колонн и высокое качество их цементирования.

Цементирование проводится с целью надежного разобщения пластов, что определяется подъемом цемента на соответствующую высоту и качеством цементирования. В случае установления недостаточного подъема цемента за колонной по данным обтывки цементного кольца (ОЦК) производятся специальные изоляционные работы. Цементное кольцо должно быть сплошным, для чего колонна перед цементированием центрируется. Большое значение имеет надежность контакта цементного камня со стенками скважины. Наличие глинистой корки ведет к снижению надежности такого контакта, поэтому глинистая корка должна удаляться со стенок путем проработки скважины перед спуском колонны. Применяемый цемент должен удовлетворять требованиям ГОСТ для данных условий.

Испытание обсадных колонн на герметичность в разведочных скважинах производится двумя способами: опрессовкой и снижением уровня. При способе опрессовки глинистый раствор предварительно заменяется на воду. Давление опрессовки на устье газовой скважины должно соответствовать ожидаемому максимальному пластовому давлению, а на устье нефтяной — превышать на 20 % ожидаемое максимальное давление. Минимальные значения давления опрессовки должны быть не ниже приведенных величин:

Диаметр колонн, мм	219	194	168	141—146	114—127
Давление на устье, МПа	7	7,5	8	10	12

В случае испытания герметичности колонны способом снижения уровня откачку жидкости из скважины производят до тех пор, пока уровень не снизится на 20 % ниже той отметки, при которой был получен приток из предыдущего объекта опробования. Минимальные величины снижения уровня приведены ниже:

Глубина скважины, м	≤500	500—1000	1000—1500	1500—2000	>2000
Снижение уровня на глубину, м	400	500	650	800	1000

Колонна считается герметичной после опрессовки, если давление не снижается в течение 30 мин или снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания свыше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа.

При испытании способом снижения уровня колонна считается герметичной, если уровень, сниженный до требуемой величины, за 8 ч наблюдения повысится не более чем на величину, указанную в табл. 52.

В случае превышения указанных норм герметичность колонны должна быть улучшена и проверена дополнительно.

Перед началом работ по креплению скважины геолог вместе с инженером-буровиком разъясняет буровой бригаде особенности крепления и опробования данной скважины; указывает интервалы проработки, длительность промывки, параметры бурового раствора. От всех партий цемента, поступающих на буровую, отбирают образцы и отправляют в лабораторию. Заключение о качестве цемента должно поступить не позже чем за 24 ч до начала заливки.

Обсадные трубы перед спуском в скважину тщательно замеряют и маркируют. Особо указывают трубы, на которых устанавливают башмак, кольцо «стоп» и цементирующие фонари.

В процессе заливки отбирают 3—4 пробы цементного раствора объемом не менее 0,5 л, по затвердении проб уточняют сроки стояния на затвердении.

По истечении срока ожидания затвердения цемента (ОЗЦ), уточняемого по состоянию проб цементного раствора, отобранных во время заливки, да-

вление в колонне снижают с помощью отводной трубы («гусак») и производят определение высоты подъема цементного кольца в затрубном пространстве.

Если в процессе бурения скважины будут обнаружены новые, не ожидавшиеся ранее интервалы с признаками нефтегазоносности (по керну, шламу, нефтегазопрооявлениям, данным промысловой геофизики), их необходимо прежде всего опробовать в необсаженной скважине испытателем пластов, а затем взять на учет с тем, чтобы при прохождении этих интервалов в других скважинах предотвратить значительное проникновение в пласт промывочной жидкости.

При доразведке месторождения в процессе прохождения разведочными скважинами верхних, уже эксплуатируемых горизонтов может наблюдаться уход промывочной жидкости в эти горизонты. В таких случаях необходимо ограничить эксплуатацию ближайших добывающих скважин до окончания бурения разведочной скважины или перекрыть эксплуатационный объект промежуточной колонной.

Вскрытие пластов с высоким пластовым давлением следует проводить с применением утяжеленных растворов, на устье должно быть установлено противовыбросовое оборудование.

Нельзя допускать разрыва во времени между перфорацией интервала и освоением скважины, это может привести к снижению проницаемости за счет воздействия промывочной жидкости и к искажению представлений об истинной продуктивности пласта. В случае вынужденного простоя скважины ее ствол должен быть заполнен пластовой жидкостью.

Аварийные скважины в ряде случаев могут создавать угрозу недрам и окружающей среде на поверхности. Иногда они остаются необсаженными в части ствола или по всему стволу, поэтому ликвидация таких скважин представляет значительные трудности.

Ликвидация аварийных скважин — сложный процесс. Основная задача этих работ состоит в том, чтобы перекрыть выходящие через устье воду, нефть и газ. В случае ограниченных дебитов обычно удается залить такие скважины тяжелым глинистым раствором. Ликвидация мощных открытых

Т а б л и ц а 52

Допустимое повышение уровня

Снижение уровня на глубину, м	При диаметре колонны в мм	
	114—219	>219
≤400	0,80	0,50
400—600	1,10	0,80
600—800	1,40	1,10
800—1000	1,70	1,30
>1000	2,00	1,50

месторож-

ке ввода
возврата
месторож-
мероприя-
тиями на

а резуль-
полнения
и. Только
реальным
текущее

Поэтому
ежей, их
способов
лиза хода
начала по-
обеспечи-
газа. Эти
в охраны
дополни-

ания, по-
пластовых
последую-

водонос-

скважину,

то и при

рождения
там. При
ены меро-
тные фон-
хранение

оводимых
мероприя-
тируемые
гация до-
быть пре-
колонны,

есколько
газа или
ку и за-
ю на как
пластов —
становить
перетоки
контроль
их про-
возобнов-

тем бурения наклонных стволов с целью вскрытия
ийной скважины. Поступление жидкости или газа
аварийный выброс и облегчает его ликвидацию пу-
жины тяжелым глинистым раствором.

урон недрам может быть нанесен поспешным вво-
луатацию давших мощные газовые фонтаны пойс-
жины на газонефтяных и газоконденсатных место-
ервых из них происходит потеря пластовой энергии
ая для добычи нефти из нефтяной оторочки, а на
вого давления ниже давления конденсации при-
углеводородов из газообразной фазы в жидкую,
ста, и, таким образом, к потере наиболее ценных
едует воздержаться от интенсивной эксплуатации
валежах до тех пор, пока не будут оценены запасы

ные скважины могут быть временно законсервиро-
риостановления работ по их строительству. Причи-
ть отсутствие подъезда к буровой из-за паводка,
ие устья скважин вследствие стихийных бедствий,
ю углубления скважины при установленном оборудо-
пожнений и аварий такие скважины надлежит обо-
образом, необходимо также принять меры по
состояния ствола после расконсервации.

кин в интервалах со слабопродуктивными или не-
устанавливаются цементные мосты. Высота каждого
быть равна мощности пласта плюс 20 м выше
пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный
ысоту не менее 50 м.

зается качественным глинистым раствором, с плот-
ать на забое давление, превышающее пластовое.
они разрешается при отсутствии газовых и газо-
ке напорных минерализованных пластовых вод, ко-
верхние пресные воды. Поисковые и разведочные
ются на пахотных землях, среди лесных массивов,
плантаций. Поэтому нельзя допускать порчу земли
им раствором. Все участки земли, занятые под бу-
к ней, должны быть восстановлены до состояния,
ного использования.

обовании нефть и воду закачивают обратно в сква-
земляные амбары засыпают, территорию буровой
неских, деревянных, бетонных и прочих предметов
от, а затем передают по акту соответствующим

на недр и окружающей среды тке месторождений нефти и газа

дений нефти и газа должна осуществляться в соот-
проектными документами (проектами и схемами
ровании и проведении разработки должны быть

ее рациональных и эффективных методов добычи,
лее полное при данных геологических и технико-
звлечение нефти и газа; недопущение сверхнорма-
емых, а также выборочной разработки наиболее
шей к резкому изменению показателей разработки
ционности оставшихся запасов;

изведки месторождения, перевод всех разрабаты-
подготовленных к разработке запасов в высокие

- проведение учета состояния и движения запасов;
- недопущение порчи запасов разрабатываемых и соседних месторождений;
- безопасное ведение всех работ и охрана окружающей среды.

Указанные требования конкретизируются положениями о порядке ввода месторождений в разработку, консервации и ликвидации скважин, возврата на другие горизонты; правилами разработки нефтяных и газовых месторождений; положениями Госгортехнадзора. Контроль за выполнением мероприятий по охране недр осуществляется Госгортехнадзором и его органами на местах.

Практическая реализация требований охраны недр базируется на результатах детального геолого-промыслового анализа разработки, для выполнения которого необходим определенный объем качественной информации. Только на такой основе возможно создание достаточно приближенных к реальным условиям моделей процесса разработки, позволяющих выявлять текущее и прогнозировать будущее состояние извлечения запасов из недр. Поэтому применение изложенных выше методов исследований свойств залежей, их геометризации, определения параметров и оценки их достоверности, способов накопления и обработки больших объемов информации, методик анализа хода разработки и контроля за ней — в общем всего методического арсенала поисков и разведки, а также нефтепромысловой геологии — должно обеспечивать выполнение задач рациональной разработки залежей нефти и газа. Эти же приемы в значительной степени обеспечивают решение вопросов охраны недр данного месторождения, но при этом необходимо учитывать дополнительно еще целый ряд моментов.

При разбуривании месторождения должны быть обеспечены:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей работы скважин;

- надежная изоляция в скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

- необходимая герметичность всех колонн труб, спущенных в скважину, и их высококачественное цементирование.

Эти требования выполняются при соблюдении тех же правил, что и при поисково-разведочном бурении.

Эксплуатационные объекты следует разбуривать при условии проведения всех необходимых мер по предотвращению ущерба другим объектам. При первоочередном освоении нижних пластов должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие нефтяные или газовые выбросы, открытые фонтаны, а также глинизацию верхних пластов и обеспечивающие сохранение естественной их проницаемости.

Так же, как и при доразведке месторождения, в скважинах, проводимых на нижележащие пласты, должны быть осуществлены технические мероприятия по предотвращению ухода промывочной жидкости в эксплуатируемые верхние объекты. При уходе в них промывочной жидкости эксплуатация добывающих скважин, ближайших к бурящейся скважине, должна быть прекращена до окончания ее бурения или до спуска промежуточной колонны, перекрывающей эксплуатируемый пласт.

При разработке эксплуатационных объектов, состоящих из нескольких сообщающихся пластов, возможны межпластовые перетоки нефти, газа или воды. Для предотвращения этих явлений, осложняющих разработку и затрудняющих контроль за выработкой отдельных пластов, необходимо на как можно более ранней стадии разработки выявить участки слипания пластов — «литологические окна», оценить возможные масштабы перетоков и установить такие режимы разработки смежных пластов, которые исключали бы перетоки или сводили их к минимуму. В дальнейшем необходим постоянный контроль за изменением пластового давления, дебитов скважин, обводнения их продукции в зоне связи пластов с целью своевременного установления возобновления перетоков и их интенсивности.

Причиной перетоков могут быть нарушения технического состояния скважин, поэтому во всех скважинах должны проводиться изоляционные работы согласно геолого-техническому наряду. В не законченных бурением по техническим причинам скважинах, в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводоносных пластов, также необходимо произвести изоляционные работы в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

Во всех случаях разработки многопластовых объектов одной сеткой скважин необходима система мер по достоверному учету добычи нефти из каждого пласта или из группы пластов, по которым запасы подсчитываются отдельно. Это необходимо для контроля за степенью использования извлекаемых запасов или за достигнутой величиной текущей нефтеотдачи. Косвенные методы пересчета на отдельные пласты продукции, добываемой из скважин, совместно эксплуатирующих несколько пластов, весьма приблизительны и могут привести к значительным погрешностям в распределении добычи. Поэтому на каждом пласте (или на группе пластов) необходимо иметь систему контрольных скважин, работающих только с этих объектов и расположенных в разных по продуктивности частях залежи. Данные замеров добычи по этим скважинам будут служить основой для корректировки распределения добычи по всем остальным скважинам.

Иногда в пластах с хорошей гидродинамической характеристикой интенсивная разработка одних залежей оказывает влияние на соседние залежи, еще не введенные в разработку. При этом наблюдаются явления смещения неразбатываемых залежей в сторону эксплуатируемых, а иногда и перетока нефти из одних залежей в другие. Все это приводит к нарушению сохранности залежей и потерям нефти на путях миграции. Для предотвращения этих нежелательных явлений необходим тщательный учет гидродинамической обстановки в районе разбатываемых залежей, а в случае необходимости следует создавать искусственные барьеры на пути перетоков соответствующим размещением нагнетательных скважин.

В залежах, разработка которых ведется при условиях, близких к граничным значениям изменения физико-химических свойств нефти, газа и пластовой воды, могут происходить такие явления, как выпадение парафина при снижении температуры пласта от закачки холодной воды, выпадение солей при взаимодействии закачиваемой и пластовой воды, бактериальное заражение залежи и др. В этих случаях при подготовке к разработке необходимо проанализировать все возможные случаи взаимодействия природных и вновь вводимых в залежи агентов и системы разработки создавать с таким расчетом, чтобы исключить или снизить до безопасного уровня последствия этих взаимодействий. Специальный контроль за ходом разработки позволит принять своевременные меры по ликвидации или локализации начинающихся нежелательных процессов. Особенно тщательная подготовка требуется в случае планируемого применения новых методов разработки.

При разработке залежей нефти и газа в карбонатных отложениях следует проявлять определенную осторожность при применении такого широко распространенного метода интенсификации притока, как солянокислотная обработка пласта. Нельзя закачивать кислоты, особенно под давлением, в зоны, близкие к водонефтяному контакту, во избежание образования путей для ускоренного подъема подошвенных вод и обводнения скважин.

В залежах с трещиноватыми коллекторами или сложными типами комбинированных коллекторов, организуя систему заводнения, следует учитывать направление систем трещин. Нельзя направлять потоки закачиваемой воды вдоль систем трещин. Это может привести к ускоренному прохождению воды от нагнетательных скважин к добывающим без совершения полезной работы по вытеснению нефти из блоков матрицы породы и к изоляции нефти в этих блоках.

Выше были рассмотрены некоторые условия, требующие особого внимания при проектировании и проведении разработки.

Кроме учета этих особых условий во всех без исключения случаях необходимо соблюдать общие правила разработки.

Добывающие и нагнетательные скважины должны эксплуатироваться на технологических режимах, утвержденных в установленном порядке. Для контроля за выполнением технологического режима при подготовке скважин к эксплуатации необходимо предусмотреть возможность проверки параметров их работы.

Освоение и эксплуатацию скважин следует производить при соответствующем оборудовании устья, которое должно предотвращать возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа (потерь нагнетаемой воды).

Эксплуатация дефектных добывающих скважин с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, цементного кольца за колонной и т. п. допускается по согласованию с органами Госгортехнадзора в случаях, когда установленные технологическим режимом отборы жидкости не приводят к нарушению требований охраны недр. За эксплуатацией таких скважин должен быть установлен строгий контроль. Эксплуатация дефектных нагнетательных скважин не допускается.

В дефектных скважинах, эксплуатация которых нарушает правила охраны недр, должны быть проведены ремонтно-изоляционные работы с предварительным осуществлением в них необходимого комплекса исследовательских работ по выявлению источника и места поступления воды или газа в скважину.

При проведении мероприятий по повышению производительности нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть гарантирована сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного пласта. Нельзя проводить мероприятия по интенсификации добычи нефти в скважинах, технически неисправных, в частности при нарушенном цементном кольце за колонной, особенно когда есть опасность пластовых перетоков нефти (газа, воды) в заколонном пространстве.

При появлении интенсивного выноса породы необходимо прекратить или ограничить отбор нефти и провести мероприятия по ограничению доступа породы в скважину.

Осуществление любых методов интенсификации добычи нефти на новом нефтяном месторождении должно проводиться после экспериментальных исследований данного процесса с целью получения основных параметров, соблюдение которых обеспечит сохранность колонны и цементного кольца.

Освоение скважин после бурения, подземного и капитального ремонтов следует производить при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим возможность разлива жидкости или открытого фонтанирования.

В комплекс гидрогеологических исследований на месторождении нефти и газа должны входить:

- проведение по всем водоносным пластам в разрезе месторождения и за его пределами регулярных измерений химического состава вод, газов, пластового давления, загрязнений вод нефтепродуктами или химическими реагентами, применяемыми при разработке (кислотами, щелочами, поверхностно-активными веществами и т. п.);

- наблюдение за водами, появившимися в добывающих скважинах, путем замера доли воды в продукции;

- определение места поступления воды путем пробных откачек с отбором проб для химического анализа;

- установление места притока воды через колонну с помощью резистивиметрии, термометрии и других средств.

При разведке и разработке месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, необходимо изучать распределение этих пород по разрезу и по площади, температуру, льдистость (относительное содержание льда в объеме породы) и другие характеристики.

При строительстве и эксплуатации буровых и промышленных сооружений, а также коммуникаций необходимо обеспечивать сохранность природных условий, не допуская их нарушения сверх установленных технических норм.

С этой целью должны предусматриваться мероприятия, исключающие случаи пролива нефти в процессе опробования и эксплуатации скважин, загрязнение рек и других водоемов нефтепродуктами и т. п. Следует иметь в виду, что способность окружающей среды к самоочищению в разных ландшафтно-климатических зонах СССР существенно различна. Опасность устойчивого загрязнения нефтепродуктами имеется в Тимано-Печорском и в Западно-Сибирском бассейнах, где особенно замедлены процессы разложения органических загрязнителей в почвах и водах. Причем в северных частях этих бассейнов, где ультрафиолетовая радиация меньше, велика опасность загрязнения атмосферы. На втором месте по опасности загрязнения почв, вод и атмосферы стоят районы Лено-Вилуйского и Алдано-Ленского бассейнов. Затем идут Прибалтийский, Припятский и северная часть Волго-Уральского бассейнов. К следующей группе относятся районы Карпат и Северо-Черноморский бассейн. И, наконец, последнюю группу составляют районы, прилегающие к Каспийскому и Аральскому морям, а также Каракумский, Ферганский и Афганско-Таджикский. В этих районах опасность устойчивого загрязнения почв, водоемов и атмосферы меньше, чем в других районах, хотя и здесь она высока и крайне нежелательна. Приведенную выше схему районирования территории СССР по опасности загрязнения нефтепродуктами следует учитывать при разработке комплекса мер по защите окружающей среды.

Особое внимание к природоохранительным мероприятиям должно проявляться при применении новых методов увеличения нефтеотдачи.

При использовании тепловых методов воздействия необходимо внимательно следить за ходом процесса, не допуская неуправляемого течения термических реакций, в результате которых могут выделяться недопустимые количества окиси углерода, опасные для окружающей среды.

Следует тщательно соблюдать имеющиеся и разрабатываемые в настоящее время правила работы с химическими реагентами. Поскольку большинство реагентов относится к III и IV классам биологической опасности, выполнение требований по обеззараживанию сравнительно доступно. Однако есть вещества, относящиеся и ко II классу опасности (кислоты, фтористые соединения, формальдегид, смолистые вещества). При работе с ними необходимо создавать замкнутые системы водооборота и более жесткие системы контроля. Допустимые нормы концентрации некоторых реагентов при сбросе их в окружающую среду следующие: концентрация поверхностно-активных веществ типа ОП-10 в воде, отводимой в водоем, менее 0,5 мг/л; полиакриламида — менее 2 мг/л; сульфанола НП-3 — менее 0,1 мл/л; концентрация окиси углерода в воздухе менее $20 \cdot 10^3$ л/м³ и т. п.

Под строительство скважин и сооружений должны отводиться участки земли строго ограниченных размеров (табл. 53). Дороги и коммуникации следует прокладывать с использованием минимально необходимой территории, не допуская случайных заездов на угодья (табл. 54). При перемещении буровых вышек и узлов оборудования недопустима порча угодий (пашен, лесов, лугов и т. п.), в случае высокой ценности угодий необходимо шире практиковать кустовое бурение с максимальным числом скважин в кусте. При строительстве буровых и промысловых сооружений следует снимать и складировать слой почвы, используя ее по мере надобности, особенно при рекультивации земель.

Работы по промысловому обустройству и другим видам строительства в районах распространения многолетнемерзлых пород проводятся по принципу сохранения мерзлого грунта. Для этого предусматриваются различные «охлаждающие» устройства: поверхностные (холодные первые этажи и цоколи, проветриваемые подполья, вентиляционные короба по периметру здания, системы каналов под полом) или заглубленные (системы труб с циркулирующим в них рабочим агентом — охладителем).

Для сохранения многолетнемерзлых грунтов необходимо максимально оберегать от разрушения верхний мохо-торфяной покров тундры. Участки, где этот покров нарушен, необходимо засыпать торфом или опилками примерно на 10—20 см. Для сохранения поверхностного покрова основные строительные-монтажные работы проводятся в зимнее время. Транспортирование

Нормы земельных участков под строительство скважин и сооружений

Разновидность бурения	Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин в км ² , отводимых	
	во временное краткосрочное пользование на период бурения скважин	во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин
1. При бурении с дизельным приводом: установками грузоподъемностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м	0,021	0,0036
то же, с вышкой высотой 41 м	0,019	0,0036
установками грузоподъемностью от 75 до 80 т	0,017	0,0036
2. При бурении с электрическим приводом: установками грузоподъемностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м	0,02	0,0036
то же, с вышкой высотой 41 м	0,018	0,0036
установками грузоподъемностью от 75 до 80 т	0,016	0,0036
3. При бурении скважин на газовых месторождениях независимо от типа буровой установки и высоты вышки	0,035	0,0036
4. При бурении куста скважин к размерам земельных участков, приведенным в п. 1, 2, 3, на каждую скважину в кусте, кроме первой, должно добавляться	0,002	0,001

грузов в мае—ноябре по талому грунту в тундре запрещается, используются только специальные транспортные средства и лежневые дороги.

Площадки, отведенные под строительство объектов, поднимаются на высоту до 2 м с целью сохранения верхней границы мерзлых грунтов путем создания насыпи из песка средней фракции. Покров дерна и мха при этом сохраняется.

Для уменьшения площади промысловой застройки принят кустовой способ строительства скважин (до 8—24 скважин в кусте), практикуется прокладка нескольких выкидных нефтепроводов с общей изоляцией. Коммуникации нефти, газа и других агентов прокладывают в едином коридоре; параллельно ему производится опережающее строительство дороги с твердым покрытием, с которой и ведется монтаж трубопроводов.

В связи с пониженной способностью северных водоемов к самоочищению сброс промысловых стоков в них категорически запрещается. Поэтому необходимо предусматривать:

- максимально возможное уменьшение потребления воды для технологических и технических нужд;
- применение оборотных циклов;
- использование промысловых стоков для заводнения;
- внедрение локальных схем очистки с утилизацией ценных примесей вместо сброса сточных вод в общий поток, что затрудняет и удорожает последующую очистку;
- захоронение сточных вод в глубокозалегающие горизонты.

Длительная разработка месторождений нефти и газа, особенно крупных, может вызывать опускание поверхности на несколько метров на площади в десятки и сотни квадратных километров, что, в свою очередь, может при-

Минимально необходимая территория для подземных трубопроводов и дорог

Трубопроводы и дороги	Ширина полос земель для подземных трубопроводов и дорог в м, отводимых		
	во временное краткосрочное пользование на период строительства		во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин
	на землях, где не производится снятие и восстановление плодородного слоя	на землях, где должно производиться снятие и восстановление плодородного слоя	
1. Нефтепроводы и газопроводы диаметром до 150 мм при глубине заложения трубы 1,6 м	17	24	—
2. Нефтепроводы и газопроводы диаметром 500 мм при глубине заложения трубы до 1,6 м	23	32	—
3. Водоводы и трубопроводы агрессивных вод, канализации и глинопроводы диаметром до 500 мм при глубине заложения 2,2 м	27	36	—
4. Дороги для подъезда к скважинам:			
на землях, не покрытых лесом	10	10	6
на землях, покрытых лесом	6	6	6
5. Временные дороги для перемещения вышки буровой установки:			
на прямых участках трассы при поперечном уклоне местности до 6°	20	20	—
на кривых участках трассы или на прямых участках при поперечном уклоне местности более 6°	50	50	—

вести к изменению гидрологического режима, заболачиванию или затоплению земель и выводу из сельскохозяйственного оборота ценных пахотных площадей.

Основная причина опускания земной поверхности — сжатие пластов под действием дополнительного горного давления, равного давлению столба жидкости, на величину которого снижен пьезометрический уровень.

Кроме того, сдвигание горных пород на месторождении приводит к неблагоприятным явлениям при разработке:

- изменению коллекторских свойств пласта под воздействием горного давления;
- искривлению стволов скважин и деформации обсадных колонн;
- скалыванию скважин в результате послойных горизонтальных срывов пород при больших вертикальных перемещениях слоев;
- деформации и разрушению объектов промышленного обустройства (трубопроводов, нефтегазохранилищ, вышек и др.).

Во избежание таких последствий или для своевременного принятия мер защиты от них должен быть организован контроль за оседанием поверхности с применением наиболее совершенных методов наблюдений: фотограмметрии, использования светодальномеров и лазерных визиров. На крупных месторождениях с этой целью необходимо закладывать наблюдательные геодинамические полигоны и вести регулярный контроль за пространственным перемещением реперов.

Перечисленные выше мероприятия при комплексном их применении могут обеспечить выполнение требований охраны недр и рациональное при современном уровне развития нефтегазодобывающей промышленности использование запасов нефти и газа. Дальнейший прогресс в области эффективного использования и более полного извлечения нефти, газа и конденсата из недр требует значительных усилий в области научно-исследовательских, проектно-конструкторских и опытно-промышленных работ по следующим направлениям:

- максимальному использованию современной технологии разработки на новых месторождениях и совершенствованию систем разработки на разрабатываемых месторождениях; применению заводнения, внедрению химических, термогазохимических, термических методов обработки скважин;

- широкому освоению новых методов увеличения нефтеотдачи пластов: заводнению с применением ПАВ, полимеров, кислот, щелочей, термических методов;

- поиску принципиально новых методов воздействия на нефтеносные пласты с использованием достижений физики, химии и других наук.

Одновременно с этими работами необходимо создавать систему прогнозирования возможного отрицательного влияния новых и перспективных методов разработки на недра и окружающую природную среду и комплекс научно-технических мероприятий по максимальному предотвращению этого влияния.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Абрикосов И. Х., Гутман И. С. Нефтепромысловая геология. М., Недра, 1970.
- Абызбаев И. И., Насыров Г. Г. О факторах, влияющих на нефтеотдачу водонесущих зон. — Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 60—63.
- Азаматов В. И., Гомзиков В. К., Лаптев В. В. Вопросы дифференциации запасов нефти в связи с их рациональной разработкой. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1971, № 6, с. 17—20.
- Азаматов В. И., Свихнушин Н. М. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа. М., Недра, 1976.
- Акбашев Ф. С., Горелов А. А., Дементьев Л. Ф. О разделении терригенных пород на коллекторы и неколлекторы. — Труды Гипротюменнефтегаза, Тюмень, 1971, вып. 14, с. 19—27.
- Акбашев Ф. С., Дементьев Л. Ф., Санин В. П. Использование результатов массового анализа керна для определения коэффициента вытеснения. — НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 17, 1973, с. 6—8.
- Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. (Пер. с англ.). М., Гостоптехиздат, 1962.
- Аронов В. И. Методы математической обработки геологических данных на ЭВМ. М., Недра, 1977.
- Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Ч. 1 «Обломочные и глинистые породы» 1962; ч. 2 «Карбонатные породы», 1969; ч. 3 «Кремнистые породы», 1973. М., Недра.
- Бабалян Г. А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М., Недра, 1974.
- Базаров Т. Ю. Статистические методы анализа коэффициента нефтензвешения в условиях вытеснения нефти водой. — Азерб. нефт. хоз-во, 1973, № 6, с. 22—24.
- Базауддинов А. К. К вопросу установления нижнего предела некоторых параметров на примере продуктивного пласта А₁ Соснинско-Советского месторождения нефти. — Труды Гипротюменнефтегаза. Тюмень, 1970, вып. 16, с. 79—91.
- Басринцева К. И. Карбонатные породы—коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977.
- Бадьянов В. А. Методика прогнозирования коэффициентов охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. — НТС. Нефть и газ Тюмени, вып. 9, 1971, с. 38—42.
- Бадьянов В. А. Алгоритм оценки и учета прерывистости продуктивных горизонтов при проектировании разработки нефтяных месторождений. — Труды Гипротюменнефтегаза. Тюмень, 1972, вып. 30, с. 20—28.
- Бадьянов В. А. Методика детального расчленения и корреляции неоднородных продуктивных горизонтов. Труды Гипротюменнефтегаза, Тюмень, 1972, вып. 30, с. 315.
- Бадьянов В. А., Бохан Т. А. Автоматизированная система решения задач нефтепромысловой геологии. — НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 32, 1976, с. 27—29.
- Башиев Б. Т., Исайчев В. В., Оганджянц В. Г. Метод прогноза технологических показателей процесса обводнения по обобщенным характеристикам вытеснения. — Нефть. хоз-во, 1972, № 10, с. 34—39.
- Батурич В. П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. М., 1974.
- Батурич Ю. Е., Ковальчук Ю. А. Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. — НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 29, 1976, с. 41—44.
- Белоногов Г. Г., Богатырев В. И. Автоматизированные информационные системы. М., Советское радио, 1973.
- Березин В. М. Фазовые проницаемости продуктивных песчанников для нефти и воды. — Труды УФНИИ. 1967, вып. 17, с. 30—41.
- Биссел Х. Дж., Чилингар Дж. В. Классификация осадочных карбонатных пород. — В кн.: Карбонатные породы. Т. 1, М., 1970, с. 87—164.
- Боксерман А. А., Раковский Н. Л., Глаз И. А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара. — В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. Т. 7, 1975, с. 69—156.
- Боксерман А. А., Савельев Ю. С. Разработка нефтяных месторождений заводнением с внутрислоевым горением. — В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. Т. 9, 1977, с. 109—180.
- Борисенко Э. Г., Сосон М. Н. Подсчет запасов нефти объемным методом. М., Недра, 1973.
- Борисенко Э. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.
- Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
- Ботвинкина Л. Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М., Наука, 1965.
- Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические исследования скважин и пластов. М., Недра, 1973.
- Быков Н. Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.

- Быков Н. Е., Америка Л. Д., Черницкий А. В. Повариантное проектирование разведки многопластовых нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.
- Васильевский В. Н., Петров А. И. Исследования нефтяных пластов и скважин. М., Недра, 1973.
- Вашуркин А. И., Ревенко В. М. Методика определения фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации. — НТС. Нефть и газ Тюмени, вып. 13, 1972, с. 33—36.
- Вендельштейн Б. Ю., Латышова М. Г., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1975.
- Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978.
- Витвицкий Я. С., Свихунин Н. М. Определение коэффициентов продуктивности пластов в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений БССР по геофизическим данным. — Нефть и газ. пром-сть, 1976, № 3 (87), с. 22/25.
- Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений/А. А. Боксерман, Ю. П. Желтов, С. А. Жданов и др. М., Недра, 1974.
- Волков А. М., Суровнев Н. В., Позожельская В. В. Модели оценки параметров ловушек — Труды ЗапСибНИГНИ, 1976, вып. 108, с. 44—78.
- Волков В. А. Об одном методе приближения геологических поверхностей — НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 32, 1976, с. 61—64.
- Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ/ М. Н. Кочетов, В. К. Гомзинов, В. В. Власенко и др. М., 1972.
- Временное методическое руководство по определению подсчетных параметров геофизическими методами для подсчета запасов нефти и газа/ В. Н. Дахнов, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов и др. М., 1978.
- Гайджис-Касумов А. С., Карцев А. А. Газонефтепромысловая геохимия. М., Недра, 1975.
- Гаттенбергер Ю. П. Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М., Недра, 1976.
- Гаттенбергер Ю. П., Дьяконов В. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1979.
- Геометризация месторождений полезных ископаемых. Под ред. В. А. Букринского, Ю. В. Коробченко. М., Недра, 1977.
- Гиматуллин Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971.
- Гмид Л. П., Леви С. Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. Л., Недра, 1972.
- Гомзинов В. К. К оценке конечной нефтеотдачи пластов, разрабатываемых при водонапорном режиме, на ранней стадии изученности залежей. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1976, № 4, с. 34—36.
- Гомзинов В. К., Емельянов Н. Н. Методика разделения пород на коллекторы и неколлекторы по характеру насыщения при подсчете запасов нефти. — НТС ВНИИ. Исследования в области нефтепромысловой геологии вып. 53, 1976, с. 174—180.
- Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М., Недра, 1975.
- Гришкевич В. Ф. Формальная постановка задачи детальной литолого-стратиграфической корреляции. — НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 23, 1974, с. 82—84.
- Губерман Ш. А., Овчинникова М. И. Алгоритм расчленения и сопоставления геофизических разрезов скважин на ЭВМ. — Нефтепромысловая геофизика, вып. 5, 1975, с. 53—55.
- Гулин Ю. А. Гамма-метод исследований нефтяных скважин. М., Недра, 1975.
- Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1972.
- Дахнов В. Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М., Недра, 1975.
- Дебранд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. М., Недра, 1972.
- Дементьев Л. Ф., Ефремов Е. П., Каналин В. Г. О снижении коэффициента продуктивности скважин, эксплуатирующих одновременно несколько нефтеносных пластов — НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 30, 1976, с. 30—33.
- Дементьев Л. Ф., Жданов М. А., Кирсанов А. Н. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии. М., Недра, 1977.
- Дементьев Л. Ф., Хитров Е. А., Шурубов Ю. В. Применение информационных мер в нефтепромысловой геологии. Пермь, Пермское кн. изд-во, 1974.
- Добровольский М. Б., Володин И. А. Применение математических методов определения рациональной степени разведанности нефтяных и газовых месторождений при передаче их из разведки в разработку. М., ВНИИОЭНГ, 1974.
- Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М., Недра, 1978.
- Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1977.
- Жданов М. А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1970.
- Жижченко Б. П. Методы стратиграфических исследований нефтегазоносных областей. М., Недра, 1969.
- Зверев Г. Н., Дмитриева Т. А., Труфанова Л. Д. Автоматическое расчленение разреза скважины методом Байеса. — Нефтепромысловая геофизика, вып. 6, 1976, с. 32—35.
- Иванова М. М. Динамика добычи нефти из залежей. М., Недра, 1976.
- Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М., Недра, 1971.

Информационно-поисковая система для изучения продуктивных пластов месторождения Узень/ Е. Н. Веденяпин, А. К. Полянский, Ю. К. Черевычанин, А. В. Черницкий. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1978, № 1, с. 41—44.

Исключаемые органические постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносности/ И. К. Королук, М. В. Михайлова, А. И. Равинович и др. М., Наука, 1975.

Игенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1972.

Казиков А. А., Орлов В. С. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. — Тематический научно-технический обзор. Сер. Нефтепромысловое дело. М., ВНИИОЭНГ, 1977.

Каналин В. Г. Анализ практики выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. М., ВНИИОЭНГ, 1975.

Каналин В. Г. К постановке задачи об оптимальном варианте выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. — Труды Тюменского индустр. ин-та. Тюмень, 1975, вып. 38, с. 152—162.

Каналин В. Г., Деметьев Л. Ф. К методике выбора варианта объединения нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект. — Труды Тюменского индустр. ин-та, 1975, вып. 38, с. 180—185.

Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., Недра, 1978.

Кемниц Ю. В. Математическая обработка зависимых результатов измерений. М., Недра, 1970.

Ковалев А. Г., Покровский В. В. Теоретические предпосылки определения проницаемости горных пород при нестационарной фильтрации газа и возможные схемы приборов, работающих на этом принципе. — НТС по добыче нефти (ВНИИ), вып. 42, 1971, с. 98—102.

Ковалев А. Г., Покровский В. В., Алхазов Б. Л. Прямой метод определения фазовых проницаемостей, в условиях близких к пластовым (на образцах естественного песчанника). — НТС по добыче нефти (ВНИИ), вып. 44, 1972, с. 53—61.

Кожакин С. В. Статистическое исследование нефтеотдачи месторождений Урало-Поволжья, находящихся в поздней стадии разработки. — РНТС. Нефтепромысловое дело, № 7, 1972, с. 6—11.

Комплексное изучение геологического строения многопластовых нефтяных месторождений/ Э. М. Халимов, Т. М. Столбова, Р. Т. Валиуллина, В. М. Лайкам. М., Недра, 1975.

Копченкова Е. В. Минералогический анализ шлихов и рудных концентратов. М., Недра, 1979.

Косыгин Ю. А. Основы тектоники. М., Недра, 1974.

Котяхов Ф. И. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа зерна и гидродинамических данных. М., Недра, 1975.

Коцербуба Л. А. Методы насыщения пород-коллекторов окрашенными смолами. М., Недра, 1977.

Красилов В. А. Палеоэкосистемы. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1970, № 4, с. 144—150.

Крэйз Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. (Сокращ. пер. с англ. под ред. В. Л. Данилова) М., Недра, 1974.

Кулпин Л. Г., Мясников Ю. А. Гидродинамические методы исследования нефтегазодонных пластов. М., Недра, 1974.

Куранов А. К., Атанов Г. А. К вопросу о вытеснении нефти водой из неоднородного пласта. — НТС. Нефть и газ Тюмени, вып. 13, 1972, с. 36—38.

Логвиненко Н. В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). М., Высшая школа, 1974.

Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д. Проектирование интенсивных систем разработки. М., Недра, 1975.

Ляхович В. В. Аксессуары минералы горных пород. М., Недра, 1979.

Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.

Мартынюк О. Ф. О нижнем пределе продуктивной емкости трещиновато-порово-кавернозных коллекторов. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1970, № 8, с. 43—45.

Мартыросян В. Б., Калашников В. В., Журик И. В. Использование гидродинамических методов контроля за текущей нефтенасыщенностью. — Нефть. хоз-во, 1974, № 2, с. 35—37.

Марьенко Ю. И. Нефтегазоносность карбонатных пород. М., Недра, 1978.

Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М. — Л., Гостоптехиздат, 1953.

Мелик-Пашаев В. С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1979.

Мельникова Ю. С. Методика раздельного определения открытой емкости каверн и пор кавернозно-пористых пород. — Нефть. хоз-во, 1971, № 4, с. 55—57.

Мельникова Ю. С. Способ определения открытой емкости пустот кавернозно-пористых пород. — РНТС. Нефтепромысловое дело, № 2, 1972, с. 10—12.

Методы изучения осадочных пород. Т. I, II. М., Госгеолтехиздат, 1957.

Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа зерна и гидродинамическим данным. М., Недра, 1975.

Методическое руководство по детальному литолого-геохимическому изучению пород терригенных продуктивных горизонтов нефтяных месторождений. М., 1972.

Милло Ж. Геология глини. М., Недра, 1968.

Мильнер Г. Б. Петрография осадочных пород. Т. I и 2. М., Недра, 1968.

Моделирование нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов нефти/ М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, З. Ш. Мамед-Заде и др. — Изв. АН Аз. ССР. Сер. наук о Земле, 1975, № 1, с. 9—14.

- Назарова Н. В., Демидович Л. А. Структура пустотного пространства карбонатных пород задонского горизонта Припятского прогиба и новое в методике ее исследования. — Докл. АН БССР, 1975, т. XIX, № 3, с. 250—254.
- Некоторые вопросы изучения нефтеотдачи методами математической статистики и теории вероятностей/ М. Т. Абасов, К. Анаев, Б. М. Листенгартен и др. — Изв. АН Азерб. ССР. Сер. наук о Земле, 1973, № 1, с. 3—12.
- Нечай А. М., Шнуриан Г. А., Боярчук А. Ф. Методическое руководство по выделению и оценке карбонатных коллекторов сложного типа по данным промысловой геофизики. М., Миннефтепром, 1973.
- Новокрестьянова А. П., Ковалев А. Г., Покровский В. В. Способ оценки проницаемости пород по пламу. — НТС по добыче нефти (ВНИИ), вып. 52, 1975.
- Ованесов Г. П., Халимов Э. М., Ованесов М. Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1973.
- О механизме вытеснения нефти углеводородными мицеллярными растворами/ Л. В. Лютин, Т. А. Бурдынь, И. П. Олейник, В. А. Широков. — РНТС. Нефтепромысловое дело, № 7, 1975.
- О нижних пределах коллекторских свойств пород месторождений Западной Сибири/ В. П. Санин, Ю. А. Ковальчук, Н. Н. Медведев и др. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1976, № 11, с. 26—28.
- Оптимизация разведки нефтяных месторождений/ Е. Ф. Фролов, Н. Е. Быков, Р. А. Егоров, А. Я. Фурсов. М., Недра, 1976.
- Опыт применения тепловых методов разработки нефтяных месторождений. — Обзоры зарубежной литературы. М., ВНИИОЭНГ, 1973.
- Опыт учета анизотропии геологических полей с целью повышения точности структурных карт машинного построения/ Ю. В. Шурубор, Н. Н. Марков, Г. Л. Русанова и др. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1976, № 8, с. 48—49.
- Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., Недра, 1973.
- Орлов Л. И., Ручкин А. В., Свихнушин Н. М. Влияние промысловой жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1976.
- Перспективы развития методов повышения нефтеотдачи с применением микроэмульсий и мицеллярных растворов/ Т. А. Бурдынь, Г. Г. Вахитов, А. Т. Горбунов и др. — Материалы совещаний. «Состояние и перспективы применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов». М., ВНИИОЭНГ, 1977, с. 23—31.
- Пирсон С. Учение о нефтяном пласте, изд. 2-е. М., Гостоптехиздат, 1961.
- Попович В. В. Об оптимальном количестве разведочных скважин. — Геол. нефти и газа, 1973, № 3, с. 10—14.
- Применение углеислого газа в добыче нефти/ А. Бан, В. Балинт, Ш. Долешал и др. М., Недра, 1977.
- Применение ЭВМ для определения коэффициента охвата пласта процессом вытеснения/ В. В. Воинов, Е. Н. Веденипин, А. К. Полянский и др. — РНТС. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности, № 5, 1977, с. 19—21.
- Проектирование разработки нефтяных месторождений/ А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др. М., Гостоптехиздат, 1962.
- Пути совершенствования методики поисково-разведочного бурения на нефть и газ/ В. В. Семенович, С. П. Максимов, Г. А. Габриэляц и др. — Геол. нефти и газа, 1974, № 7, с. 1—11.
- Разработка автоматизированных информационно-поисковых систем в нефтяной промышленности/ М. М. Максимов, В. Р. Вороновский, В. О. Чеботарев, Т. П. Чеботарева. РНТС. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности, № 9, с. 11—15.
- В. А. Рзуш. Изучение влияния минерального состава цемента на структуру порового пространства коллекторов. — Труды МИНХиГП. М., 1975, вып. 115, с. 56—61.
- Резванов Р. А., Ларионов В. В. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка. М., Недра, 1976.
- Резников А. А. Методы анализа природных вод. М., Недра, 1970.
- Рентгеновские методы изучения и структура глинистых минералов. Под ред. Г. Брауна. М., Мир, 1965.
- Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.
- Сазонов Б. Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. М., Недра, 1973.
- Самарцев В. Н. О некоторых условиях подсчета запасов в нефтегазовых залежах. — Труды ВНИИ, 1974, вып. 50, с. 122—127.
- Саттаров М. М., Третьякова Г. И. Методика обоснования совместной или раздельной эксплуатации пластов в зависимости от их характеристики. — Нефть, хоз-во, 1973, № 10, с. 19—23.
- Смирнова А. С. Построение автоматизированных фактографических информационно-поисковых систем в геологии. М., Недра, 1976.
- Совершенствование методов маршейдерских работ и геометризации недр. Под ред. В. А. Букринского, Я. З. Рашковского, Е. Ф. Фролова. М., Недра, 1972.
- Соколов В. А. Геохимия природных газов. М., Недра, 1971.
- Соколов В. Л., Фролов Е. Ф., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1974.
- Состояние и пути использования ЭВМ для интерпретации промыслово-геофизических данных/ В. Н. Боганик, А. З. Горин, А. С. Кашик и др. — Тематические научно-технические обзоры. М., ВНИИОЭНГ, 1974.
- Сохранов Н. Н. Машинные методы обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1973.

Справочная книга по добыче нефти. М., Недра, 1974.

Старобинец И. С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. М., Недра, 1974.

Стасенков В. В., Климушин И. М., Бреев В. А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. М., Недра, 1972.

Султанов С. А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., Недра, 1974.

Султанов Ч. А. К прогнозированию конечной нефтеотдачи на относительно ранней стадии разработки. — Нефт. хоз-во, 1974, № 2, с. 28—29.

Сургучев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1968.

Сургучев М. Л., Фурсов А. Я., Егоров Р. А. Усовершенствование системы информационного обеспечения процессов разведки и разработки нефтяных месторождений. — Нефт. хоз-во, 1978, № 6, с. 31—36.

Сургучев М. Л., Фурсов А. Я., Талдыкин К. С. Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений. — Нефт. хоз-во, 1979, № 12, с. 23—28.

Сургучев М. Л., Шевцов В. А., Сурина В. В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. М., Недра, 1977.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скопления нефти и газа/ А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев, Г. Т. Юдин. М., Высшая школа, 1976.

Уолф К. Х., Истон А. Дж., Уорн С. Методы исследования карбонатных скелетов, минералов и горных пород. — В кн.: Карбонатные породы. Т. II. М., 1971, с. 189—261.

Фурсов А. Я. Методика обоснования рациональных объемов бурения при разведке пластовых залежей нефти — Геол. нефти и газа, 1979, № 5, с. 42—45.

Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М., Недра, 1976.

Хэрбек Э. Ф., Хейнц Р. К., Хастингс Дж. Р. Основы третичных методов добычи нефти. — Инженер-нефтяник, 1976, январь, с. 16—21; февраль, с. 22—26; март, с. 42—45; апрель, с. 44—48; май, с. 50—53; июнь, с. 21—26; июль, с. 22—27; август, с. 12—17; сентябрь, с. 23—28.

Честер Р. Геохимические критерии различия карбонатных пород рифовых и нерифовых фаций. — В кн.: Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов. М., 1968, с. 270—292.

Чоловский И. П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.

Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., Недра, 1974.

Яценко Г. Г., Ручкин А. В. Обоснование нижних пределов проницаемости и пористости коллекторов по данным исследований образцов керн. — Геол. нефти и газа 1975, № 12, с. 42—44.

Справочник по нефтепромысловой геологии

Под редакцией Н. Е. Быкова, М. И. Максимова, А. Я. Фурсова

Редакторы издательства Н. А. Тарусова, Н. В. Чистякова, Ф. Н. Чумакова
Переплет художника А. А. Зубченко
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор А. Е. Матвеева
Корректоры Е. В. Наумова, В. П. Крымова
ИБ № 2866

Сдано в набор 26.03.81. Подписано в печать 25.08.81. Т-25603. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага кн.-журнальн. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 33,0. Усл. кр.-отт. 33,0. Уч.-изд. л. 47,89. Тираж 4700 экз. Заказ 1049/7520—7. Цена 2 р. 70 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский пр., 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

Издательство «Недра»
готовит к печати — новые книги

АНИСИМОВ Л. А., ПОТАПОВ А. Г. Геология, разведка и разработка залежей сернистых газов. 16 л. 95 к.

Приведены данные о физико-химических свойствах сероводорода, составе сернистых природных газов, особенностях геологического строения залежей. Рассмотрены проблемы освоения месторождений сернистых газов на стадиях поисков, разведки и разработки. Особое внимание уделено характерным осложнениям, возникающим при вскрытии и проходке сероводородсодержащих пластов и при добыче сернистых газов, а также вопросам техники безопасности.

Для геологов, геохимиков и разработчиков газовой промышленности.

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ запасов нефти в неоднородных коллекторах/Жданов М. А., Азаматов В. И., Гудков Е. П., Гусев В. М. 14 л. 70 к.

Посвящена комплексному исследованию информативности керновых, промысловых и геофизических данных, выявлению закономерностей для надежной оценки структурных показателей и коэффициентов продуктивности в любой точке залежи с целью последующей дифференциации запасов по коллекторам различной продуктивности.

Для промысловых геологов и других специалистов, работающих в области разведки и разработки нефтяных месторождений, сотрудников научно-исследовательских организаций.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ природных битумов/Халимов Э. М., Акишев И. М., Гисматуллин Р. М. и др. 20 л., 1 р. 40 к.

Приводится описание скоплений природных битумов на территории СССР и зарубежных стран, выявляются основные закономерности их размещения. Дается классификация битуминозных территорий и определяются геолого-геохимические факторы, приводящие к формированию скоплений битумов разных генетических типов. Оцениваются ресурсы битумов в СССР и перспективы открытия месторождений. Рассматриваются состояние и перспективы поисков и разведки, а также основные направления разработки и комплексного использования этого вида сырья.

Для специалистов, занимающихся поисками, разведкой, разработкой и использованием природных битумов, геологов-нефтяников.

МАГАРА К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти: Пер. с англ. 20 л. Пер. изд.: Нидерланды, 1978. 1 р. 70 к.

Изложены теоретические положения уплотнения глинистых пород под влиянием глубины погружения, внутриспорового давления, процессов диапиризма и т. д. Показано воздействие этих факторов на первичную миграцию углеводородов. Теоретические расчеты сравниваются с эмпирическими данными (результатами бурения и геофизических наблюдений). Предлагаются модели процессов миграции углеводородов. Даны примеры практического применения основных теоретических выводов в поисковом процессе.

Для геологов-нефтяников, производственных и научно-исследовательских организаций, специалистов в области литологии, гидрогеологии и инженерной геологии.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:

№ 17—199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59—127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»
