

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗО- КОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов геологоразведочных инженерно-экономических и механических специальностей нефтяных вузов

Под редакцией д-ра техн. наук
Ш. К. ГИМАТУДИНОВА



МОСКВА "НЕДРА" 1988

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

§ 1. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ В ПЛАСТАХ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА

К основным коллекторам нефти и газа относятся пористые осадочные породы — пески, песчаники, кавернозные и трещиноватые известняки, доломиты и другие, которые в земной коре вместе с окружающими их плотными породами образуют складки (чаши или ловушки). Такие складки способны накапливать в поровом пространстве коллекторов углеводороды и сохранять их в течение геологических периодов. Газ и нефть, согласно законам гравитации, располагаются в повышенных частях структур. Нефтяные и газовые залежи обычно подстилаются пластовой водой (подошвенной или краевой). В зонах залегания углеводородов поровое пространство частично также занято водой, оставшейся в породах под влиянием капиллярных и поверхностных сил в виде пленок на гидрофильных участках минералов, в тонких капиллярах и в местах контактов зерен. Эту воду принято называть остаточной (связанной, погребенной, реликтовой). Встречаются залежи с содержанием остаточной воды от 2—3 до 65—70 %, в большинстве же случаев она занимает 15—25 % объема пор породы. Содержание ее увеличивается с ростом глинистости пород.

К простейшей структурной ловушке относится антиклинальная складка (рис. I.1). Водонефтяной и газонефтяной контакты вследствие капиллярного подъема по порам в нефтяную часть пласта воды и нефти в газовую часть представляют собой переходную область с переменной водо- и газонасыщенностью. Содержание воды в порах породы по вертикали изменяется от 100 % до остаточной водонасыщенности. Толщина этой зоны может достигать несколько метров.

Начальное пластовое давление зависит от глубины залегания пласта, и на каждые 100 м погружения оно обычно возрастает примерно на 1 МПа. В некоторых залежах для этого давления не справедлив упомянутый гидростатический закон. Иногда оно оказывается аномально высоким и может в 1,5—2 раза превышать давление, соответствующее гидростатическому, а может быть и ниже последнего.

В начальных условиях в газовой залежи пластовое давление в различных точках пласта отличается незначительно,

а в нефтяной в связи с более высокой плотностью жидкостей по сравнению с газом увеличивается от свода складки к ее крыльям. Для удобства наблюдений в процессе разработки залежей за изменением пластового давления последнее относят к какой-либо плоскости (например, к первоначальному уровню водонефтяного контакта). Эти приведенные давления составят (см. рис. I.1)

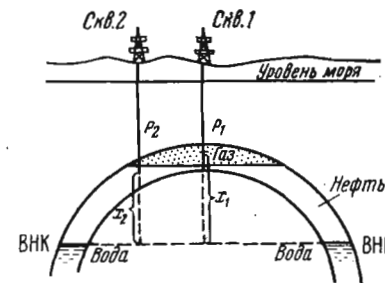


Рис. I.1. Антиклинальная складка

$$p_{\text{пр. пл. 1}} = p_1 + x_1 \rho_{\text{ж}} g; \quad p_{\text{пр. пл. 2}} = p_2 + x_2 \rho_{\text{ж}} g, \quad (\text{I.1})$$

где x_1 и x_2 — расстояния от точки измерения давлений в пласте до уровня водонефтяного контакта (ВНК); $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения. Начальные значения приведенного давления в нефтяном пласте одинаковы по всей площади (при гидродинамической связи). Наблюдение за изменением его текущих значений в различных точках позволяет избежать влияния геометрии пласта по вертикали на истинные изменения пластового давления в процессе разработки залежи.

Породы в условиях залегания в пласте находятся под воздействием вертикального σ_z и бокового горного давления $\sigma_{x,y}$ вышележащих пород и внутрипорового пластового давления. Считается, что средняя плотность насыщенных водой пород в условиях нефтегазовых залежей СССР $\rho = 2470 \text{ кг/м}^3$. Тогда в зависимости от глубины максимальное по вертикали горное давление

$$\sigma_z = \rho g H = 2470 \cdot 9,81 H, \quad (\text{I.2})$$

где H — глубина залегания пласта, м.

Боковое горное давление $\sigma_{x,y}$ (если оно равномерно распределено) на небольших глубинах составляет часть вертикального давления:

$$\sigma_{x,y} = n \sigma_z, \quad (\text{I.3})$$

где n — коэффициент бокового распора:

$$n = \nu / (1 - \nu), \quad (\text{I.4})$$

ν — коэффициент Пуассона¹.

¹ ν — абсолютное значение отношения относительной поперечной деформации к относительной продольной деформации образца при его продольном растяжении или сжатии в области действия закона Гука характеризует упругие свойства материала.

Значение ν для горных пород изменяется в пределах от 0 до 0,5. На больших глубинах в связи с проявлением псевдопластических и пластических свойств пород возможен гидростатический закон распределения горного давления:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z. \quad (1.5)$$

Псевдопластические свойства характерны при высоких давлениях для многих горных пород кристаллического строения. При этом «пластические» деформации — результат микросмещений пород вдоль плоскостей трещин.

Горное давление может оказывать существенное влияние на пористость и проницаемость пород. Установлено, например, что проницаемость песчано-глинистых отложений на глубине более 2000 м может быть меньше на 10—40 %, по сравнению с данными ее измерений на поверхности, а пористость — меньше на 20—30 %. Текущие изменения пористого пространства горных пород в процессе разработки залежи происходят под влиянием эффективного напряжения

$$\sigma_z = \sigma_z - p_{пл}, \quad (1.6)$$

где $p_{пл}$ — текущее значение пластового давления. Оно возрастает при снижении пластового давления, что сопровождается уменьшением порового объема пласта.

На свойства нефтегазовых систем в коллекторе значительно влияет температура. Она повышается на 1°C при увеличении глубины в среднем на каждые 22 м (геотермическая ступень).

Под влиянием пластового давления в нефти может растворяться значительное количество газа. Поэтому с учетом влияния температуры свойства пластовой нефти могут существенно отличаться от ее свойств на поверхности после дегазации при атмосферных условиях. В различных частях одного и того же пласта нефти могут иметь неодинаковые свойства. В повышенных частях складок обычно залегают более легкие и более светлые нефти, в краевых частях — более тяжелые. Это связано с гравитационным разделением тяжелых и легких составляющих нефтей и влиянием на краевую нефть процессов окисления и растворения некоторых ее компонентов в окружающих залежь водах. Поэтому наблюдения за изменением цвета нефти (колориметрические измерения), добываемой из скважин, позволяют судить о путях фильтрации нефти в пласте и о перемещениях водонефтяного контакта до появления воды в скважинах.

В ряде случаев залежи газообразных углеводородов подстилаются нефтяной оторочкой. При этом углеводороды в паровой (газовой) части залежи могут находиться в области дав-

лений и температур выше критических¹. В этих залежах в отличие от чисто газовых в состоянии пара и жидкости могут находиться значительные количества тяжелых углеводородов (конденсата). Такие залежи принято называть газоконденсатными или нефтегазоконденсатными.

Строение и тип залежей углеводородов, свойства горных пород, пластовых жидкостей и газов изучают геофизическими методами по данным бурения скважин, по керновому материалу, поднятому из пласта, по пробам жидкостей и газов, отобранных глубинными пробоотборниками с забоев скважин с сохранением пластовых условий.

§ 2. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Пористая среда пласта, аккумулирующая углеводороды, характеризуется коллекторскими свойствами, с учетом которых определяют наряду с запасами нефти и газа промышленную ценность залежи и продуктивность скважин. Основные коллекторские свойства — гранулометрический состав, пористость, проницаемость, удельная поверхность, сжимаемость пор породы при изменении давления.

Гранулометрический состав (ГС) — содержание в горной породе зерен различной крупности, выраженное в % от массы или количества зерен исследованного образца. Определяют его только в случае сыпучих и слабосцементированных пород с помощью ситового и седиментационного анализа. Отмытая от нефти и высушенная порода распределяется по размерам с помощью набора сит. Наиболее мелкая фракция ($d \leq 0,05$ мм) разделяется седиментацией в жидкости. Скорость осаждения частиц, которая зависит от размера, можно определить по формуле Стокса и другими методами.

Нефтегазовые коллекторы состоят в основном из частиц, размер которых составляет десятые доли миллиметра. Гранулометрический состав позволяет судить о некоторых условиях генезиса пород в период их возникновения. Например, в прибрежной зоне древнего водоема отлагались более крупные частицы, чем в более удаленных. Гранулометрический состав песков используют при расчете промывок песчаных пробок, при выборе фильтров для борьбы с поступлением песка в скважины из рыхлых пластов.

¹ При сжатии и нагреве углеводородов может быть достигнуто такое их состояние, когда свойства жидкой и газовой фаз становятся одинаково интенсивными. Давление и температура, соответствующие этому состоянию, называются критическими. В критической точке средняя кинетическая энергия молекул вещества становится равной потенциальной энергии их притяжения.

Коэффициент пористости — отношение объема пор $v_{\text{пор}}$ в породе к ее объему V :

$$m = V_{\text{пор}}/V. \quad (1.7)$$

В нефтяных и газовых коллекторах пористость песков колеблется в пределах 0,2—0,25, а песчаников — от 0,1 до 0,3. Промышленные притоки газа получены из коллекторов с пористостью менее 0,05.

Проницаемость пород — способность фильтровать жидкости и газы при перепаде давления. Абсолютной называется проницаемость, наблюдающаяся при фильтрации через породу одной какой-либо жидкости (нефти, воды) или газа при полном насыщении пор этой жидкостью или газом. Обычно абсолютная проницаемость измеряется по воздуху (азоту) или по газу, чтобы избежать влияния жидкостей на структуру порового пространства (отложений парафина, разбухания глин в воде и т. д.). В природных условиях поры, как правило, насыщены двумя или тремя компонентами (фазами) одновременно (нефть — газ, вода — газ или вода — нефть — газ). Фазовой или эффективной называется проницаемость, определенная для какого-либо одного из компонентов при содержании в порах других сред. Отношение фазовой проницаемости к абсолютной называется относительной проницаемостью.

Абсолютную и фазовую проницаемости кернов горных пород определяют по закону Дарси, согласно которому скорость фильтрации жидкостей и газов в пористой среде при плоскопараллельном потоке пропорциональна перепаду давлений и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{L}, \quad (1.8)$$

где v — скорость линейной фильтрации; Q — объемный расход жидкости через породу; F — площадь фильтрации (площадь сечения образца породы); k — коэффициент пропорциональности, который принято называть коэффициентом проницаемости породы; μ — динамическая вязкость фильтрующейся фазы; p_1 и p_2 — соответственно давление на входе и выходе из образца породы длиной L .

В случае фильтрации газа объемный его расход $\bar{Q}$ при среднем давлении $\bar{p}$ по длине образца составит

$$\bar{Q} = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2},$$

где Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Величины, входящие в формулу (1.8), имеют размерности: $[L] = \text{м}$; $[F] = \text{м}^2$; $[Q] = \text{м}^3/\text{с}$; $[p] = \text{Н}/\text{м}^2$; $[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с}$. Тогда

$$[k] = \text{м}^2,$$

т. е. проницаемостью в 1 м^2 обладает пористая среда, при фильтрации через образец которой площадью поперечного сечения 1 м^2 при перепаде давления 1 Па на 1 м длины расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Проницаемость пород высока, если она измеряется единицами квадратных микрометров. Пласты многих газовых и нефтяных месторождений сложены породами, проницаемость которых изменяется в широких пределах — от десятков до нескольких сот квадратных микрометров. Промышленные притоки газа можно получить (например, после проведения мощных гидроразрывов или крупных взрывов в пластах) при проницаемости пород в десятки и сотые доли квадратных микрометров.

Характерная особенность коллекторов нефти и газа — высокая степень изменчивости всех их свойств как по площади залегания пород, так и по вертикали по законам случайных величин (случайных функций). Часто проницаемость пород уменьшается от свода структуры к крыльям, а вдоль напластования обычно превышает поперечную. При ориентированных системах трещин проницаемость пород вдоль их направления оказывается повышенной.

Фазовые и относительные проницаемости пород в основном определяются степенью насыщенности порового пространства различными жидкостями и газом. На рис. 1.2 и 1.3 приведены экспериментальные кривые зависимости относительных проницаемостей песков от водонасыщенности пор для случая совместных потоков нефти и воды, газа и воды. Эти зависимости широко используют на практике для расчетов дебитов скважин и многих других показателей процесса фильтрации многофазовых систем в реальных коллекторах.

Закономерности изменения относительных проницаемостей от степени насыщенности пор различными фазами позволяют сделать некоторые рекомендации о целесообразных условиях выбора ряда технологических процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, вскрытия пластов и т. д. Например, из рис. 1.2 и 1.3 следует, что необходимо не допускать проникновения в пласт в процессе его вскрытия водных фильтратов бурового раствора, которые повышают насыщенность породы водой, сокращая фазовую проницаемость по нефти. Во время выбора агента (воды или газа) для нагнетания в пласт при площадном воздействии на энергетически истощенных залежах следует также учитывать степень насыщенности пор нефтью, водой и газом. Если водонасыщенность значительная (0,5—0,6), то нагнетание воды в нефтяной пласт не дает эффекта в связи с очень высокой относительной (и фазовой) проницаемостью пород для воды. В этом случае следует нагнетать в пласт газ.

По опытным данным при трехфазном потоке все фазы могут быть в движении в пределах насыщенности песка (в %): нефтью — от 23 до 50, водой — от 33 до 64 и газом — от 14 до 30.

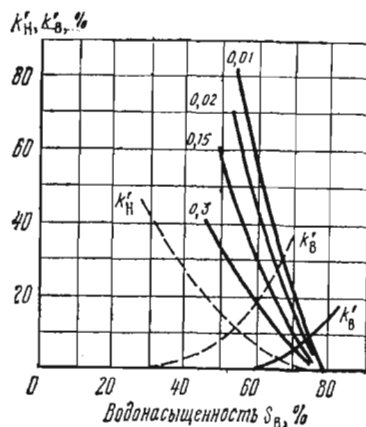


Рис. 1.2. Зависимость относительной проницаемости полимиктовых песчаников пласта БВ8 Самотлорского месторождения от водонасыщенности при совместной фильтрации нефти и воды (по данным В. Н. Черноглазова и В. М. Добрынина). Пунктиром нанесены кривые для кварцевого песка: 0,3; 0,15; 0,02; 0,01 — проницаемость по воде в мкм²

Удельная поверхность — отношение общей поверхности открытых поровых каналов к объему породы. Величина ее в коллекторах нефти и газа составляет десятки тысяч квадратных метров (при диаметре зерен 0,2 мм удельная поверхность превышает 20 000 м²/м³). Вследствие этого в виде пленочной нефти и конденсата в пласте остается большое количество углеводородов.

Приближенно удельную поверхность определяют по гранулометрическому составу, по проницаемости и пористости пород с использованием формул типа Козена — Кармана:

$$s_{уд} = \sqrt{\frac{m^3}{kT^2\varphi}}, \quad (1.9)$$

где $s_{уд}$ — удельная поверхность; m — пористость; k — проницаемость; T — извилистость поровых каналов (отношение среднестатистической длины каналов к длине зерна) можно определить электрометрическим способом по сопротивлению электролита в зерне и сопротивлению его столба такой же длины, как зерно в свободном виде, значение T достигает 5–6; φ — структурный коэффициент, учитывающий отклонение геометрии поровых каналов от цилиндрической формы (для зернистых пород $\varphi = 0,5035/m^{1,1}$, где m — пористость в долях единицы).

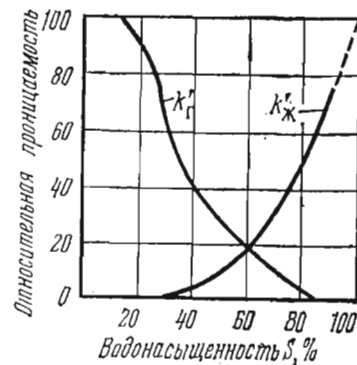


Рис. 1.3. Зависимость относительной проницаемости песка для газа и воды от насыщенности пор водой

Более точные методы основаны на измерении адсорбции различных веществ на поверхности пор, а также скорости фильтрации разреженных газов через образцы породы.

§ 3. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНЫХ (ТРЕЩИНОВАТЫХ) ПОРОД

Трещиноватость пород в той или иной степени характерна для коллекторов всех типов. Но большей частью залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены к карбонатным отложениям. Поровое их пространство состоит из межзернового объема блоков (матриц), на которые пласт разбит трещинами, и объемов самих трещин, микрокарстовых пустот и каверн. Часто поровое пространство трещиноватого коллектора рассматривается как система двух его видов — межзернового порового пространства блоков и систем трещин, вложенных одна в другую. Поэтому кроме рассмотренных в § 2 коллекторских свойств пород блоков (матриц) трещиноватые породы характеризуются также параметрами, определяющими свойства трещинного пространства. К ним относятся трещинная пустотность и проницаемость, густота, плотность и раскрытость трещин.

Степень трещиноватости горной породы характеризуется объемной T и поверхностной P плотностью трещин и их густотой Γ :

$$T = S/V; P = l/F; \Gamma = \Delta n/\Delta L, \quad (1.10)$$

где S — площадь половины поверхности всех стенок трещин, секущих объем V породы; l — суммарная длина следов всех трещин, выходящих на поверхность площадью F ; Δn — число трещин, секущих нормаль к поверхности трещин, в элементе длины ΔL этой нормали.

Трещинная пустотность¹ m_T — отношение объема трещин к объему породы. Пустотность

$$m_T = bT, \quad (1.11)$$

где b — раскрытость трещин (среднестатистическое расстояние между стенками трещин).

Для одной i -й системы трещин справедливо соотношение

$$m_{Ti} = P_i b_i. \quad (1.12)$$

Зависимость проницаемости трещин от раскрытости b и трещинной пустотности описывается соотношением

$$k_T = 85\,000 b^2 m_T, \quad (1.13)$$

где b — раскрытость трещин, мм; m_T — трещинная пустотность, доли ед.; k_T — трещинная проницаемость, мкм².

¹ Трещинную пустотность в нефтепромысловой литературе часто называют трещинной пористостью.

Формула (I.13) справедлива для тех случаев, когда плоскость трещин перпендикулярна к поверхности фильтрации.

Параметры трещиноватости изучаются по кернам, данным геофизических и гидродинамических исследований пластов, методами фотографирования открытых стволов скважин в зоне пласта, а также исследованиями пород на выходах трещиноватых пластов на поверхность. Опыт показывает, что трещинная пустотность редко превышает значение 0,01; раскрытость трещин колеблется в пределах 14—80 мкм. При этом проницаемость трещин может достигать нескольких десятков квадратных микрометров. Линейные размеры блоков (матриц) могут быть от единиц сантиметров до десятков метров (при объемной плотности трещин $T=60 \text{ м}^2/\text{м}^3$ линейный размер блоков примерно должен быть равен 5 см); чтобы в 1 м^3 породы находилась половина поверхности стенок трещин, равная 60 м^2 , необходимо ее рассечь равномерно рассредоточенными тремя системами по 20 плоскостей, разбивающих стороны куба на кусочки размером 5 см).

§ 4. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Для решения ряда технологических задач газонефтепромышленной практики (проектирование гидроразрывов пласта, торпедирования, учета распределения давления в коллекторе) необходимо знать некоторые физико-механические свойства горных пород — упругость, пластичность, прочность на сжатие и разрыв и др.

Большая часть горных пород выдерживает высокие нагрузки при всестороннем сжатии. Значительно меньшие разрушающие напряжения при изгибе и растяжении. Если нагружение и разгрузка многих горных пород происходят в короткий промежуток времени, при значительном диапазоне напряжений справедлив закон Гука. Если же сжимающая нагрузка, составляющая иногда 10—15 % от разрушающей (т. е. не превышающей предела упругости), действует длительно, в породах могут возникать явления крипа (ползучести) с образованием остаточных деформаций. В отличие от явлений крипа пластические деформации происходят при быстром нагружении пород за пределами их упругости.

Явления крипа и пластической деформации способствуют частичной разгрузке продуктивных пластов призабойной зоны от воздействия горного давления вследствие «течения» части пород в скважину при ее строительстве под влиянием высоких нагрузок в вертикальном направлении. Поэтому давление гидроразрыва пластов часто оказывается значительно меньше горного (до 20—40 %). Как уже упоминалось, со снижением пластового давления эффективное напряжение возрастает (см. фор-

мулу (I.6)] и поэтому уменьшается объем пор вследствие упругого расширения зерен, их переукладки и более плотной упаковки. Вначале происходят упругие деформации, а при значительном снижении пластового давления в глубокозалегающих пластах возможны неупругие (остаточные) деформации пород, которые не восстанавливаются в полной мере даже в процессе заводнения залежи и при увеличении пластового давления до первоначального.

Подавляющая часть нефтяных месторождений разрабатывается с заводнением, и значительного снижения пластового давления не происходит. Поэтому в большинстве случаев возникают процессы упругих деформаций пористых сред. Расширяющиеся при этом горные породы и пластовые жидкости, находящиеся в зоне снижения пластового давления, обладают упругим запасом, равным сумме объемов расширения пород и пластовых жидкостей. Количественно упругие изменения объема пор принято оценивать коэффициентом объемной упругости пласта β_c :

$$\beta_c = \frac{1}{V} \frac{dV_{\text{пор}}}{dp}, \quad (\text{I.14})$$

где V — объем образца породы; $dV_{\text{пор}}$ — изменение объема пор при уменьшении или увеличении пластового давления на dp .

Значение β_c зависит не только от состава, строения и свойств горной породы, но и от давления p (сжимаемость сокращается с ростом давления). В соответствии с этим коэффициент объемной упругости β_c зернистых коллекторов изменяется в широких пределах: $\beta_c = (0,3—3) 10^{-10} (\text{Па})^{-1}$ в интервале давления p от 0 до 100 МПа. При снижении и увеличении пластового давления становится иным и объем жидкости, коэффициент сжимаемости которой $\beta_{\text{ж}}$ характеризуется соотношением

$$\beta_{\text{ж}} = \frac{1}{V} \frac{dV}{dp},$$

где V — объем жидкости; dV — изменение объема жидкости при изменении давления на dp . Коэффициент сжимаемости нефтей $\beta_{\text{н}}$ в зависимости от количества растворенного газа изменяется в пределах $(4—140) 10^{-10} (\text{Па})^{-1}$. Для учета суммарной сжимаемости пор и жидкостей проф. В. Н. Шелкачевым введен комплексный параметр — коэффициент упругоемкости β :

$$\beta = \beta_c + m\beta_{\text{ж}}, \quad (\text{I.15})$$

где m — пористость пласта.

Тепловые свойства горных пород характеризуются удельной теплоемкостью c , коэффициентами температуропроводности a , теплопроводности λ и линейного расширения α_L . Значения этих

Таблица 1.1

Параметры теплофизических свойств некоторых горных пород, нефти и воды

Горная порода	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость c , кДж/(кг·К)	Коэффициент температуропроводности $a \cdot 10^4$, м ² /с	Коэффициент линейного расширения $\alpha \cdot 10^5$, 1/К
Глины	0,99	0,755	0,97	—
Песчаник плотный	1,27 ÷ 3,01	0,838	1,39	0,5
Известняк	2,18	1,1	(0,5 ÷ 1,2)	(0,5 ÷ 0,89)
Нефть	0,139	2,1	(0,069 ÷ 0,086)	—
Вода	0,582	4,15	0,14	—

параметров для некоторых пород, нефти и воды приведены в табл. 1.1.

Теплопроводность горных пород по сравнению с металлами очень низка, и поэтому для прогрева на 50—60 °С пород призабойной зоны на глубину 2—3 м нагревательные приборы на забое выдерживают в течение десятков часов. Теплопроводность возрастает при сочетании тепловой обработки пласта с ультразвуковым воздействием на него за счет развивающегося при этом конвективного переноса тепла через жидкую среду, заполняющую поры.

§ 5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений состоят в основном из углеводородов гомологического ряда метана (C_nH_{2n+2}) и неуглеводородных компонентов: азота (N_2), углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), редких газов: гелия, аргона, ксенона (He , Ar , Cx), паров ртути (Hg).

Основу природных газов составляет метан (CH_4). В значительно меньших объемах содержатся более тяжелые углеводороды: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) и др. Каждая залежь характеризуется своим составом газа, даже в пределах залежи он может изменяться. В табл. 1.2 приведены составы газов типичных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Состав газа — важнейшая характеристика, определяющая пути дальнейшего использования его отдельных компонентов. Кроме того, по этому показателю можно оценить тип залежи.

Если по данным, полученным при бурении первой скважины, отношение $iC_4H_{10}/nC_4H_{10} > 1$ и находится в пределах 1,1—4, то данная залежь будет чисто газовой. Если это отношение ≈ 1 (в пределах от 0,9 до 1,1), то данная залежь газоконденсатная; если $iC_4H_{10}/nC_4H_{10} < 1$ (в пределах от 0,5 до 0,8), то дан-

Таблица 1.2

Состав газов некоторых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений СССР

Месторождение	Объемная доля газа, %								Относительная плотность по воздуху
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2+R	CO_2	H_2S	
Самотлорское (нефтяное)	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	—	1,01
Уренгойское (сеноман)	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	—	0,56
Уренгойское ¹ , БУ-8	88,3	5,3	2,4	1,00	2,52	0,48	—	—	0,64
Оренбургское ¹	84,0	5,0	1,6	0,70	1,80	4,2	1,1	1,5—5,0	0,68—0,70
Медвежье (сеноман)	98,78	0,1	0,02	0,76	—	1,0	0,1	—	0,56
Шатлыкское	95,6	2,0	0,34	0,10	0,05	0,76	1,15	—	0,58
Шебелинское ¹	90,0	4,0	1,1	0,52	0,26	1,00	1,12	—	0,61
Астраханское ¹	58,86	1,88	0,6	0,23	0,12	1,38	11,0	26,5	0,85

¹ Газоконденсатное.

ная залежь газонефтяная и газоконденсатно-нефтяная. Применяют и более сложные способы оценки типа залежей по известному составу газа.

Ниже рассмотрены основные свойства природных газов, которые необходимо знать как на стадии разведки, так и при разработке месторождений.

Теплота сгорания — количество тепла, выделяющегося при полном сгорании единицы объема (или массы) газа в определенных условиях.

Чем тяжелей компонент, тем выше его объемная теплота сгорания. Объемная теплота сгорания метана составляет 37,2 МДж/м³, а бутана — уже 123,4 МДж/м³.

Теплоемкость — отношение количества теплоты, сообщаемого системе при бесконечно малом изменении ее состояния к соответствующему изменению температуры этой системы. Отношение теплоемкости к массе называется удельной теплоемкостью. При стандартных условиях удельная теплоемкость метана при постоянном давлении составляет 2,22 Дж/(кг·К). Удельная теплоемкость углеводородных компонентов снижается по мере повышения их молекулярной массы. Отношение теплоемкости при постоянном давлении к теплоемкости при постоянном объеме называют коэффициентом адиабаты: C_p/C_v для метана равно 1,31, а для других углеводородных компонентов — 1,2—1,1.

Взрываемость. Природный газ при соединении с кислородом и воздухом отличается повышенной взрывоопасностью. Пределы взрываемости метана в воздухе составляют при его объемной доле 5,35—14,9 %. Сероводород заметно расширяет пределы взрываемости природного газа.

Плотность природных газов зависит от их состава. Наиболее легким компонентом является метан. Его плотность при стандартных условиях составляет 0,67 кг/м³.

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа $\bar{\rho}_r$ — отношением плотности газа ρ_r к плотности воздуха ρ_v при тех же условиях:

$$\bar{\rho}_r = \rho_r / \rho_v.$$

Относительная плотность природного газа равна 0,56—0,6, а газов, добываемых вместе с нефтью, — 0,7—0,8 или даже более единицы.

Плотность природного газа можно определить взвешиванием в газовом пикнометре или вычислить по компонентному составу согласно зависимости

$$\rho_r = \sum_{i=1}^n \rho_i y_i, \quad (1.16)$$

где ρ_i и y_i — соответственно плотность i -го компонента и его молярная доля в смеси.

Если известно среднее значение молярной массы смеси M (в кг), то

$$\rho_r = M / 24,05. \quad (1.17)$$

Здесь 24,05 — объем моля при стандартных условиях, м³.

Вязкость природных газов — свойство оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Она зависит от состава газа, давления и температуры.

Количественно вязкость характеризуется коэффициентом динамической вязкости. Коэффициент динамической вязкости метана можно определить из рис. 1.4, зная его давление и температуру.

Растворимость. Углеводороды растворяются в воде незначительно. При низких давлениях и температуре с увеличением последней растворимость падает; начиная с 70 °С и выше и давлении более 10 МПа повышение температуры приводит к увеличению растворимости газа. Повышение солености воды и содержание в газе азота заметно снижают его растворимость, а содержание углекислоты и сероводорода — увеличивают. Более тяжелые углеводороды растворяются в воде существенно хуже, чем более легкие. Так, растворимость в пресной воде метана при температуре 100 °С и давлении 10 МПа составляет 1,72 моль/моль, а этана — 0,8 моль/моль.

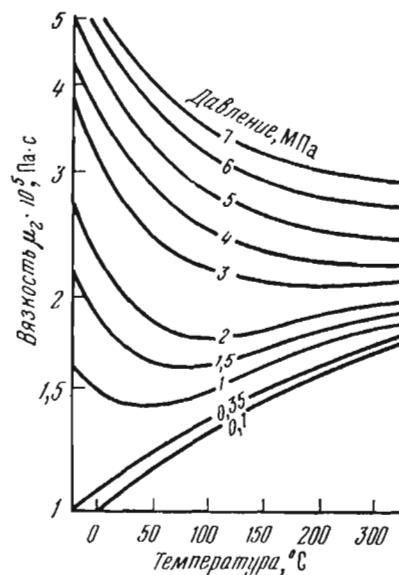


Рис. 1.4. Зависимость вязкости природного газа ($\rho_r=0,6$) от температуры при различных давлениях

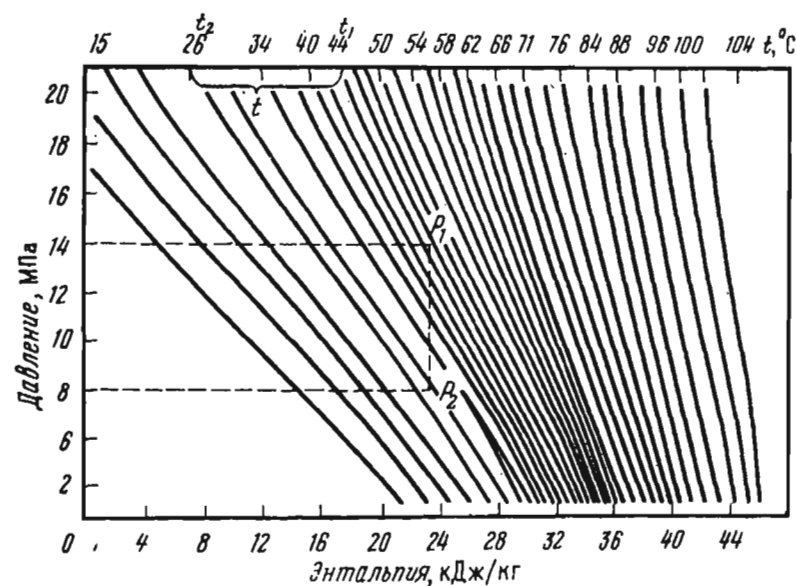


Рис. 1.5. Энтальпийный график природного газа в зависимости от давления и температуры (при относительной плотности газа $\rho_r=0,6$)

В первом приближении для низких давлений и температур растворимость природных газов в воде может быть выражена по закону Генри следующим образом:

$$V = \alpha p, \quad (1.18)$$

где V — объем растворенного газа в единице объема жидкости,

$\text{м}^3/\text{м}^3$; α — коэффициент растворимости газа при данной температуре; p — давление, Па.

Размерность $[\alpha] = \text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

Дросселирование — расширение газа при прохождении через дроссель. При добыче природного газа часто происходит этот процесс, т. е. изменение давления без совершения внешней работы. Такой процесс изоэнтальпийный. Теоретически для идеального газа его температура не должна изменяться. Фактически температура изменяется, т. е. проявляется эффект Джоуля — Томсона. На практике используют так называемый интегральный эффект Джоуля — Томсона — изменение температуры на конечном участке процесса. Определять это изменение можно с помощью изоэнтальпийных графиков.

На рис. 1.5 показан один из таких графиков. При ориентировочных расчетах изменение температуры можно установить по зависимости

$$\Delta t = D_i(p_1 - p_2), \quad (1.19)$$

где D_i — коэффициент Джоуля — Томсона, который в среднем равен 2,5—3,5 град/МПа; p_1, p_2 — давление до и после дросселя, МПа.

Как следует из рис. 1.5, с изменением давления от p_1 до p_2 температура газа снижается от t_1 до t_2 . Процесс дросселирования газов происходит также во время истечения их из пористой среды в скважину. Происходящие при этом температурные изменения позволяют устанавливать (с помощью чувствительных термометров) участки пласта, из которых притекает газ.

Уравнение состояния газов

Уравнение состояния связывает давление, температуру и объем газа, представленного в виде физически однородной системы при условиях термодинамического равновесия.

Для идеальных газов согласно уравнению Клапейрона — Менделеева

$$pV = GRT, \quad (1.20)$$

где p — давление, Па; V — объем газа, м^3 ; G — масса газа, кг; R — газовая постоянная, Дж/(кг · К); T — абсолютная температура, К. Идеальным называют газ, силами взаимодействия между молекулами которого можно пренебречь.

Газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при увеличении температуры газа на 1 К.

Для реальных природных газов обычно не справедливо уравнение (1.20). Чтобы учитывать их свойства, предложены

различные по структуре и виду уравнения. Одно из первых уравнение Ван-дер-Ваальса

$$\left(p + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) = RT.$$

Здесь a и b — постоянные для данного газа, экспериментально определяемые величины, учитывающие объем молекул и их взаимодействие.

Наиболее точное для широкого диапазона изменения параметров углеводородных систем газовой и жидкой фаз уравнение Пенга — Робинсона вида

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + (V - b)b},$$

где V — молярный объем газа; a и b — коэффициенты, определяемые критическими параметрами вещества:

$$a(T) = a_{кр} \alpha(T); \quad a_{кр} = 0,457 \frac{R^2 T_{кр}^2}{p_{кр}};$$

$$b = 0,0778 \frac{RT_{кр}}{p_{кр}}; \quad \alpha(T) = [1 + m(1 - T_{кр}^{0,5})]^2; \quad m = 0,375 + 1,5\omega - 0,27\omega^2.$$

Здесь ω — ацентрический фактор (для простых газов $\omega = 0$).

При инженерных расчетах обычно используют уравнение Клапейрона — Менделеева, в которое вводят коэффициент сжимаемости газа z :

$$pV = zGRT. \quad (1.21)$$

Значение z зависит от давления, температуры и состава газа. Д. Браун и Д. Катц, исходя из принципа соответственных состояний, построили график для определения этого параметра (рис. 1.6). Принцип соответственных состояний состоит в том, что сходные вещества, находящиеся в одинаковых состояниях относительно их критических параметров, имеют и одинаковые свойства. На рис. 1.6 z показана как функция приведенных давления и температуры $T_{пр}$ и $p_{пр}$:

$$p_{пр} = p/p_{кр}; \quad T_{пр} = T/T_{кр},$$

где $p_{кр}$ и $T_{кр}$ — критические значения давления и температуры для природного газа заданного состава. Эти величины определяют как средневзвешенные значения:

$$p_{кр} = \sum_{i=1}^n p_{кр i} y_i; \quad T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр i} y_i.$$

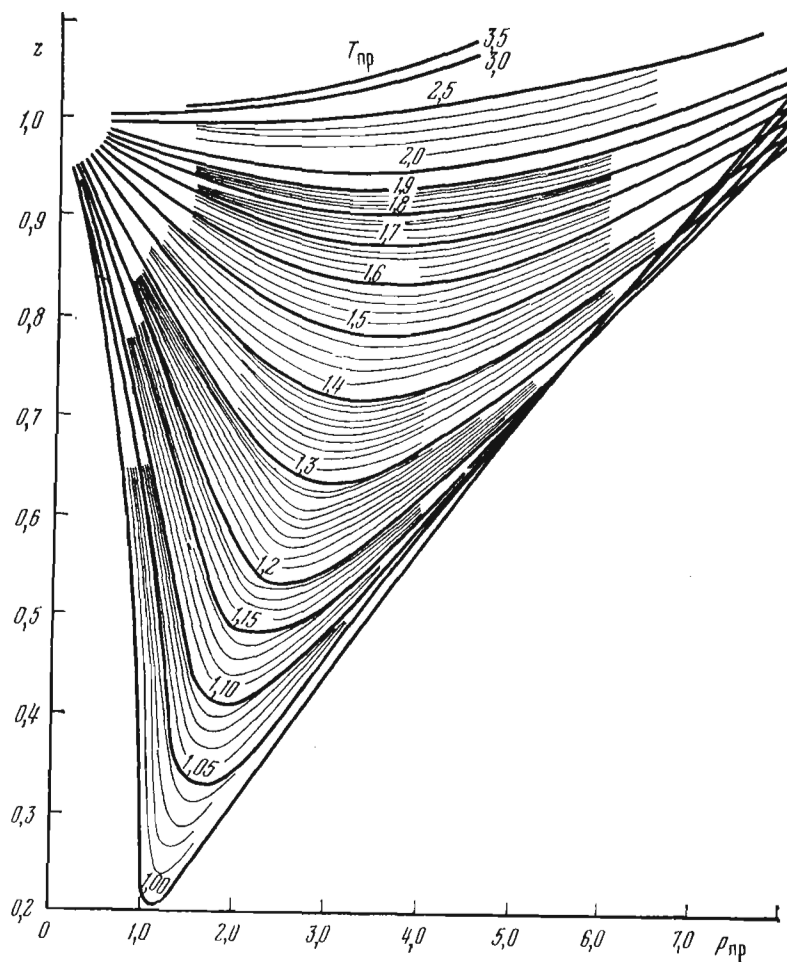


Рис. 1.6. Зависимость z от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ для углеводородных газов

Природные газы как сырье для химического производства

Основной компонент природных газов — метан. Его доля обычно составляет 95—99 %, редко 50 % и ниже. Соответственно и свойства природных газов близки к свойствам метана.

В природных газах различают следующие группы компонентов: метан и этан — легкие составляющие (в обычных условиях это газы); пропан и бутан при относительно небольшом давлении (1,0—1,5 МПа) и температуре 10—20 °С — жидкости (их хранят и перевозят в баллонах); пентан и более тяжелые уг-

леводороды при стандартных условиях — жидкости (основная составляющая товарных бензинов); углеводороды с числом молекул углерода 18 и более — кристаллические вещества (содержание их незначительное); жидкие углеводороды — так называемый конденсат (от долей грамма на 1 м³ до нескольких десятков и даже сотен грамм на 1 м³); группа кислых газов — CO₂ и H₂S. При небольшом их содержании газ очищают от них, при большом их содержании добывают из H₂S элементарную серу.

Все компоненты природного газа — химически малоактивные вещества. Единственная реакция, которая протекает легко в обычных условиях, — это горение углеводородов. При этом не выделяется ни сажи, ни копоти, ни смол.

Природный газ — идеальное топливо. Однако при соответствующих давлениях, температурах и в присутствии катализаторов из природных газов могут быть получены ценные вещества — каучук, спирты, удобрения, растворители, хлор и бром производные, красители и др.

Гидраты углеводородов и методы предупреждения их образования

Природные газы при определенных температуре и давлении образуют с водой твердые соединения — гидраты. Эти снегоподобные вещества, отлагаясь на стенках трубопроводов и аппаратов, затрудняют движение газа, а иногда и полностью его приостанавливают. Поиски гидратных пробок и их ликвидация отнимают много средств и времени, нанося ущерб газовой промышленности.

Гидраты — физико-химические соединения, для которых характерно размещение молекул одного вещества в молекулах другого (в частности, углеводородов в воде). Такие соединения называют также твердыми растворами внедрения или соединениями внедрения.

Гидраты образуют также и компоненты природного газа, такие как CO₂, N₂, H₂S. Химические формулы гидратов следующие: CH₄ · 6H₂O; C₂H₆ · 8H₂O; C₃H₈ · 17H₂O; iC₄H₁₀ · 17H₂O; H₂S · 6H₂O; N₂ · 6H₂O; CO₂ · 6H₂O.

На рис. 1.7 приведены равновесные кривые гидратообразования для природных газов разной плотности. Видим, что гидраты могут образовываться при достаточно высоких температурах. Но имеется критическая температура, выше которой гидрат не существует. Например, для метана она равна 22 °С.

Присутствие различных компонентов в природном газе изменяет условия гидратообразования. Сероводород значительно увеличивает температуру гидратообразования, а азот, наоборот, несколько снижает ее.

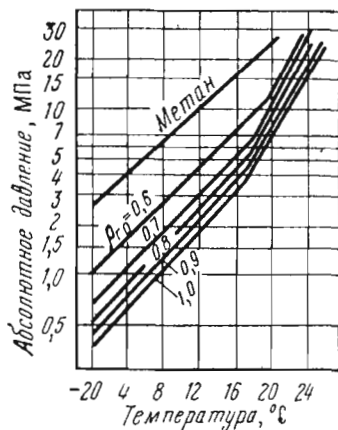


Рис. 1.7. Равновесные кривые гидратообразования газов

Плотность гидратов несколько меньше плотности воды — 980 кг/м³. Образование их сопровождается выделением тепла, разложение — поглощением.

Гидраты углеводородов могут образоваться и в пористых горных породах. Поэтому в природе иногда встречаются так называемые газогидратные залежи, например на Мессояхском месторождении.

Существует мнение, что значитель-

ные запасы природного газа связаны с газогидратными залежами, расположенными в зоне вечномёрзлых пород, и на дне океанов, где, как известно, температура составляет 2—3 °C.

Для борьбы с образованием гидратов применяют следующие методы (а иногда и их комбинацию):

поддержание теплового режима работы системы, при котором гидраты не образуются;

введение в поток газа специальных ингибиторов гидратообразования (метанол CH_3OH , диэтиленгликоль, раствор хлористого кальция);

удаление из газа паров воды, т. е. его осушку.

§ 6. СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ И ВОДЫ

В связи с большим влиянием на нефть температуры, давления и количества растворенного газа свойства ее в пластовых условиях могут значительно отличаться от свойства на поверхности. Менее значительно, но все же отличаются также и свойства пластовых вод от их свойств в атмосферных условиях. Характеристики пластовых жидкостей существенно влияют на схему и режим разработки залежей. Поэтому их свойства служат важнейшим исходным материалом при проектировании разработки месторождений нефти.

Растворимость газов в нефти подчиняется закону Генри [см. формулу (1.18)] только в случае плохо растворимых газов (метан, азот). Для других газов коэффициент растворимости α уменьшается с ростом давления. С увеличением молекулярной массы углеводородных газов растворимость их в нефти возрастает. При незначительных давлениях α для нефтяных газов может достигать 10 МПа⁻¹. При высоких давлениях в 1 м³ нефти может содержаться несколько сот кубометров газа. С увеличением количества растворенного газа

увеличивается объем нефти, уменьшаются ее плотность и вязкость.

Давление насыщения нефти газом — это то давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти. Оно зависит (кроме состава нефти и газа) от температуры системы, количества растворенного газа, скорости снижения давления и других факторов. В лабораторных условиях этот параметр определяют при пластовой температуре обычно путем снижения давления в пробе нефти за счет ее расширения в бомбе PVT или в прессе высокого давления. С момента начала выделения газа из нефти интенсивность снижения давления по мере увеличения объема смеси резко сокращается (рис. 1.8). Точка перелома графика соответствует давлению насыщения нефти газом p_n (давлению начала ее кипения). Скорость снижения давления в пробе несравнима со скоростью снижения его в залежи, и поэтому считается, что в пластовых условиях возможно некоторое запаздывание процесса начала выделения газа из нефти. При содержании азота в составе растворенного газа давление насыщения нефти газом может существенно возрастать.

Объемный коэффициент нефти и воды b — отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости после дегазации (в стандартных условиях). Известны нефти, объемный коэффициент которых превышает 3,5, для пластовой воды этот коэффициент редко превышает 1,06.

Вязкость нефти и воды зависит в основном от состава углеводородов нефти, температуры и количества растворенного газа. При большом газосодержании динамическая вязкость μ_n пластовой нефти может быть меньше вязкости воды ($\mu_v = 1$ мПа·с при $t = 20$ °C). Если $\mu_n = 15$ —20 мПа·с, существенно затрудняется извлечение нефти из пласта и нефтеотдача сокращается до 10—15 %. В битуминозных породах μ_n может достигать (10÷15) Па·с. В этом случае извлечь нефть можно лишь при воздействии на пласт теплоносителями (паром и горячей водой).

Если в нефти содержится большое количество парафина и смол, она приобретает реологические свойства не-ньютоновских жидкостей. Для фильтрации таких нефтей в пористой среде необходимо воздействие градиентов давления, при которых достигаются

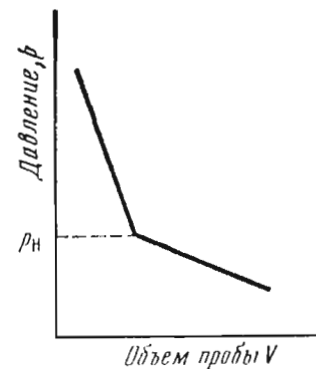


Рис. 1.8. Зависимость давления от объема пробы нефти.

в капиллярах напряжения, превышающие динамические напряжения сдвига.

Вязкость пластовых вод в основном зависит от температуры. Давление, минерализация, количество растворенного газа мало влияют на их вязкость, и поэтому ее значения обычно находятся в пределах 0,5—2,0 мПа·с.

Вязкость пластовых жидкостей обычно измеряют с помощью вискозиметров высокого давления (по времени качения шарика в калиброванной трубке, заполненной испытуемой жидкостью) или же ротационными вискозиметрами.

Плотность пластовых жидкостей. Плотность пластовых и дегазированных нефтей в большинстве случаев находится в пределах 700—1000 кг/м³. При высокой концентрации солей плотность пластовых вод может достигать 1450 кг/м³.

Глава II

ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ. ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА В СКВАЖИНЫ

§ 1. ВИДЫ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. РЕЖИМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В зависимости от геологического строения месторождения и условий залегания нефти и газа фильтрация их к скважинам происходит под влиянием различных видов пластовой энергии. Это может быть энергия напора подошвенных и краевых вод, энергия сжатых газов газовой шапки, потенциальная энергия сжатых горных пород и пластовых жидкостей. В изолированных от окружающих пластов залежах нефть может притекать к скважинам под влиянием энергии растворенного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления в пласте. Он, расширяясь, устремляется в зоны пониженного давления (т. е. к забоям добывающих скважин), захватывая и вытесняя нефть из пласта. В энергетически истощенных пластах большой толщины нефть в скважины из пласта может стекать под влиянием своей силы тяжести (потенциальная энергия, обусловленная силой тяжести). В газовых залежах основными ее источниками являются энергия самого сжатого газа и энергия напора пластовых вод.

Пластовая энергия расходуется на преодоление фильтрационных сопротивлений, возникающих под влиянием сил трения при движении жидкостей и газов в пористой среде, а также на преодоление капиллярных сил в случае течения смесей нефти, воды и газа. В зависимости от вида энергии, под влиянием которой нефть и газ вытесняются из пласта, различают следующие виды режимов разработки нефтяных месторождений: водонапорный и упруговодонапорный; газонапорный, растворенного газа и гравитационный. При проявлении нескольких видов пластовой энергии режим разработки становится смешанным.

В случае газовых месторождений обычно наблюдаются режимы расширяющегося газа или смешанные — газовые режимы совместно с водонапорным, если окружающие залежь пластовые воды активно продвигаются в пласт по мере снижения давления. Наиболее эффективны в условиях нефтяных месторождений водонапорные режимы разработки. В чистом виде водонапорный режим возникает при непрерывном питании пласта поверхностными (дождевыми) или нагнетаемыми в пласт водами. Упруговодонапорная его разновидность связана с пла-

стами, имеющими вокруг залежи обширные водоносные области с большим запасом упругости пластовой системы. При этом нефть вытесняется водой, обладающей по сравнению с газом повышенной вязкостью и моющими свойствами. Коэффициент конечной нефтеотдачи (отношение суммарного количества извлеченной из залежи нефти к первоначальным ее запасам) в случае водонапорных режимов разработки может достигать 0,7—0,8.

При газонапорном режиме, который возникает в нефтяных залежах с газовой шапкой, конечная нефтеотдача даже в благоприятных условиях ниже 0,6—0,7, так как газ обладает пониженными по сравнению с водой вытесняющими свойствами. Вследствие незначительной вязкости газ быстро прорывается к забоям нефтяных скважин, что сопровождается снижением эффективности вытеснения нефти из пласта. При этом газовый фактор (объем газа, добываемого вместе с 1 м³ нефти) быстро возрастает. Этот процесс приводит к истощению энергии сжатого газа газовой шапки.

Низкая конечная нефтеотдача присуща залежам, разрабатываемым на режимах растворенного газа (0,15—0,3), которые возникают в изолированных от окружающих пластовых систем месторождениях. Во время отбора нефти из них пластовое давление снижается во всей залежи ниже давления насыщения нефти газом. Выделившийся свободный газ, вначале расширяясь, вытесняет нефть очень эффективно, пока он находится в порах в неподвижном состоянии. По мере дальнейшего увеличения насыщенности пор газом он быстро приобретает подвижность, устремляется в зоны пониженного давления по газонасыщенным путям, захватывая из пласта некоторое количество нефти. При этом эффективность вытеснения ее резко ухудшается, запасы растворенного газа быстро истощаются и значительные количества нефти остаются в пласте неизвлеченными. Поэтому на практике в залежах, природные условия в которых способствуют возникновению режима растворенного газа, искусственно создаются более эффективные режимы вытеснения (водо- или газонапорный) за счет заводнения залежи или путем нагнетания газа в повышенные части структуры. На режиме растворенного газа обычно разрабатываются лишь небольшие залежи или отдельные ее изолированные участки, в условиях которых экономически нецелесообразно бурение нагнетательных скважин и невыгодна организация процесса поддержания пластового давления (т. е. искусственного пополнения пластовой энергии).

В большинстве нефтяных месторождений природные условия таковы, что естественные притоки воды в залежь извне недостаточны для поддержания пластового давления на необходимом уровне (свыше давления насыщения нефти газом) при установленных отборах нефти. Поэтому для предотвращения

процесса выделения газа из нефти и засорения им продуктивных пластов на большинстве месторождений Советского Союза поддерживается наиболее эффективный водонапорный режим вытеснения путем искусственного заводнения пластов. Лишь небольшая часть залежей, имеющих очень хорошую связь с окружающими их водонапорными системами, разрабатывается при естественном водонапорном режиме.

Режим разработки залежи, которому способствуют природные условия, можно установить по данным геологического строения региона и залежи, по результатам совокупных наблюдений за характером эксплуатации скважин и изменением пластового давления, по данным анализа свойств горных пород и пластовых жидкостей. Например, если режим водонапорный, то газовый фактор скважины мало изменяется со временем, пластовое давление обычно существенно превышает давление насыщения нефти газом. При заданном забойном давлении дебит скважины может длительное время быть примерно одинаковым (если нет каких-либо причин ухудшения фильтрационных свойств пласта — выпадения солей, отложения смол и парафина, заиливания пор глинистыми частицами и т. д.). При режиме растворенного газа со временем быстро увеличивается газовый фактор. При упруговодонапорном режиме непрерывно снижается пластовое давление, если отбор жидкости из залежи поддерживается постоянным.

В газовых (изолированных) залежах при режиме расширяющегося газа пластовые воды практически не вторгаются в пределы продуктивной части пласта и объем газовой части залежи можно считать постоянным. Поэтому отбор газа сопровождается постоянным снижением пластового давления (пропорционально суммарному отбору газа). По снижению давления в зависимости от объема отобранного газа можно судить о его запасах в залежи. В случае смешанного газового и водонапорного режимов вступающая в пласт вода компенсирует частично или полностью падение пластового давления во время отбора газа. Коэффициент конечной газоотдачи (отношение суммарного объема извлеченного из пласта газа к его начальным запасам) при газовом режиме достигает 95 %, а при водонапорном режиме находится в пределах 50—85 %, так как часть газа остается заземленной в зоне наступления воды.

§ 2. ВСКРЫТИЕ ЗАЛЕЖИ И ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА В СКВАЖИНЫ

Процесс вскрытия продуктивного пласта должен быть проведен таким образом, чтобы сохранились природные фильтрационные свойства пласта и не было допущено открытого фонтанирования вследствие выброса из скважины промывочной жидкости

под влиянием пластового давления. Для сохранения фильтрационных свойств пород применяют при вскрытии пласта специальные буровые растворы, фильтрат которых, проникая в пласт, не уменьшает степени насыщенности пор углеводородами или, будучи инородными жидкостями (фильтраты водных глинистых растворов), легко и быстро удаляются из призабойных зон. Лучшие других сохраняют фильтрационные свойства нефтяного пласта буровые растворы, приготовленные не на воде, а на углеводородной основе. Предотвращение открытого фонтанирования в случае аварийной ситуации достигается с помощью специальных герметизирующих устройств (превенторов), устанавливаемых на устье скважины при ее строительстве.

Конструкцию забоя скважины (т. е. ее участка в зоне всего интервала пласта) выбирают с учетом физических свойств пластовой системы и местоположения скважины на структуре. Она должна обеспечивать приток нефти и закрывать доступ песка, подошвенной и краевой воды или газа из газовой шапки, если они имеются.

В случае газовой залежи конструкция забоя должна обеспечивать перекрытие водоносных пластов, закрепление слабосцементированных песков и предотвращать их поступление в скважину. На рис. II.1 и II.2 приведены распространенные схемы забоев скважин. Лучшие условия притока — при открытом забое (рис. II.1, а). Такое его строение допустимо в прочных нефтеносных породах, когда в продуктивной части пласта отсутствуют газовые и водоносные пропластки.

Если пласт сложен слабосцементированными песками, то забой оборудуют фильтрами, удерживающими песок (см. рис. II.1, б и в). Во многих случаях в разрезе нефтяного пласта имеются обводненные пропластки, подошвенная вода или газонасыщенные участки. Для закрытия притока воды и газа в этих случаях приходится перекрывать обсадными трубами и цементировать весь пласт, а для доступа нефти колонна перфорируется в зоне нефтяной части разреза (см. рис. II.2, а). В случае слабосцементированных песков на забое дополнительно устанавливается противопесочный фильтр (см. рис. II.2, б). Перфорация колонн осуществляется беспулевыми перфораторами. Отверстия диаметром 10—12 мм пробиваются фокусированными струями газов, образующимися при взрыве специальных зарядов, спускаемых в скважину на кабеле. Плотность перфорации — 16—20 отверстий на 1 м фильтра. Для вызова притока нефти и газа после перфорационных работ тяжелый глинистый раствор, заполнявший скважину, последовательно замещают жидкостями с меньшей плотностью — вначале водой, а затем нефтью или азрированной жидкостью, если скважина после замены раствора на воду не начала фонтанировать.

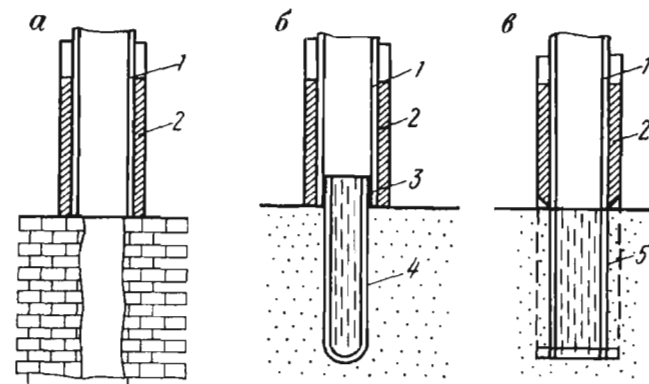


Рис. II.1. Схемы забоев скважин:

1 — обсадные трубы; 2 — цемент; 3 — сальник; 4 — фильтр-хвостовик; 5 — фильтр — продолжение обсадной трубы

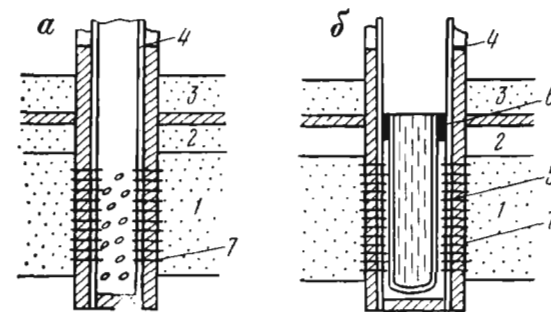


Рис. II.2. Схемы забоев скважин, закрепленных обсадными трубами:

а — без фильтра; б — с дополнительным фильтром 5, закрывающим доступ песка в скважину; 1 — продуктивный пласт; 2 — газонасыщенный пласт; 3 — водоносный пласт; 4 — обсадные трубы; 5 — фильтр-хвостовик; 6 — пакер-сальник; 7 — перфорационные отверстия

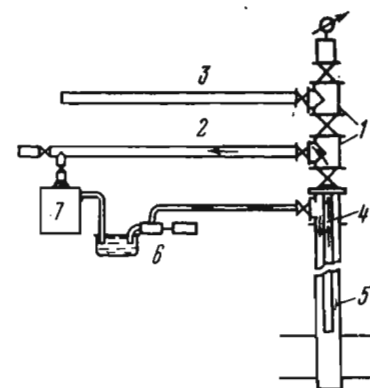


Рис. II.3. Схема оборудования устья скважины для вызова притока нефти и газа:

1 — устьевые задвижки; 2 и 3 — выкидные линии; 4 — фонтанные трубы; 5 — обсадные трубы; 6 — насос; 7 — сборник промывочной жидкости

Схема оборудования скважины (пробуренной на фонтанный пласт) для промывки ее различными жидкостями показана на рис. II.3. Промывочная жидкость насосом 6 нагнетается в кольцевое пространство скважины, а более плотная жидкость через фонтанные трубы 4 и выкидную линию 2 выносится на поверхность. Когда давление на забое станет меньше пластового, начинается приток нефти (или газа) из пласта. Иногда замена глинистого раствора на нефть оказывается недостаточной для вызова притока из пласта углеводородов. В этом случае скважину заполняют аэрированной жидкостью (водой или нефтью). Для аэрации их к выкидной трубе насоса подключают компрессор, а в самой трубе устанавливают аэратор (патрубок с отверстиями). При совместной работе насоса и компрессора после аэратора образуется пенная жидкость, плотность которой регулируется расходом воздуха. В зависимости от свойств пласта и геологических условий используют различные схемы вызова притока. Если, например, пласт сложен прочными породами, для ускорения процесса освоения после некоторого разбавления глинистого раствора водой переходят сразу же к нагнетанию аэрированной жидкости (воды и воздуха). После очистки от грязи скважины запускают в эксплуатацию с определенными дебитами, устанавливаемыми по данным гидродинамических исследований.

Водонагнетательные скважины осваивают аналогичным образом, как газовые и нефтяные. Призабойная зона нефтяных скважин очищается от буровой грязи интенсивной откачкой из пласта жидкости компрессорным газлифтом или же высокопроизводительными электроцентробежными насосами¹.

§ 3. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА В СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА

В зависимости от сил, действующих в залежи, и от вида энергии, под влиянием которой происходит фильтрация жидкостей и газов в пористой среде, закономерности их притока в скважины различны. Рассмотрим вначале приток нефти в скважину, эксплуатирующую однородный круговой пласт с водонапорным режимом. В этом случае приток жидкости происходит по радиально сходящимся к забою направлениям и, следовательно, даже при постоянном дебите скорость ее движения непрерывно нарастает, достигая максимума у стенки скважины. В этом случае формулу закона Дарси [см. формулу (I.8)] можно записать в виде

$$Q = k \frac{F(r_i)}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (II.1)$$

где Q — дебит скважины в пластовых условиях; k — коэффициент проницаемости; $F(r_i)$ — текущее значение площади фильтрации на расстоянии r от оси скважины; dp/dr — градиент давления вдоль линии тока; μ — вязкость пластовой нефти.

Подставляя в (II.1) переменные значения $F(r_i) = 2\pi r_i h$, где h — толщина пласта, получим

$$Q = k \frac{2\pi r_i h}{\mu} \frac{dp}{dr}; \quad dp = \frac{Q\mu}{2\pi k h} \frac{dr}{r_i}.$$

Интегрируя это уравнение в пределах

$$r_i \left| \begin{matrix} r_c \\ R_k \end{matrix} \right. \text{ и } p \left| \begin{matrix} p_3 \\ p_{пл} \end{matrix} \right.,$$

получим

$$p_{пл} - p_3 = \frac{Q\mu}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (II.2)$$

Здесь r_c — радиус скважины; R_k — радиус контура питания скважины; $p_{пл}$ — давление на контуре питания (пластовое); p_3 — давление на забое скважины при дебите, равном Q . Из (II.2) следует формула Дюпюи, описывающая приток нефти в скважину при водонапорном режиме:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_3)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (II.3)$$

из которой можно установить, что давление в окрестностях скважины распределяется по логарифмическому закону.

Для газового пласта дебит скважины

$$G = \frac{\pi k h}{\mu_r} \frac{\rho_a}{\rho_0} \frac{(p_{пл}^2 - p_3^2)}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (II.4)$$

где G — массовый расход газа; μ_r — вязкость газа в пластовых условиях; ρ_a — плотность газа при атмосферном давлении p_0 .

В реальных условиях пласт разрабатывается множеством скважин одновременно и поэтому возникает вопрос о том, какие значения радиуса R_k контура питания и пластового давления следует использовать в расчетах. На практике за R_k принимают половину расстояния до соседних скважин. При этом за пластовое давление $p_{пл}$ на контуре питания принимают максимальное его значение между скважинами, установившееся в процессе их эксплуатации. Это давление можно считать как полностью восстановившееся на забое закрытой скважины при продолжающейся эксплуатации других.

¹ О газлифтном и насосном способах извлечения жидкости из скважины см. в последующих разделах.

Как уже упоминалось, водонапорный режим разработки обычно создается искусственно путем заводнения залежи. При этом количества нагнетаемой воды и отбираемой из пласта жидкости устанавливают одинаковыми и, следовательно, давление на контуре питания пласта (на линии нагнетания) поддерживается постоянным. На некоторых месторождениях платформенного типа водоносная область вокруг залежи нефти велика и запасы энергии упругосжатых пород и пластовых жидкостей во всей пластовой системе оказываются чрезвычайно большими. Как уже упоминалось, в этом случае (и когда пластовое давление намного превышает давление насыщения нефти газом) залежь разрабатывается при упруговодонапорном режиме, когда приток жидкости в скважины осуществляется за счет энергии сжатых пород и жидкостей, расширяющихся в зоне снижения пластового давления. В процессе отбора жидкости из скважины с постоянным дебитом забойное давление непрерывно снижается вначале ускоренно, а затем темп его падения уменьшается, так как зона понижения давления (воронка депрессии) со временем охватывает все большие объемы пласта. Поэтому для притока одинаковых дебитов жидкости в скважину за счет упругого расширения пород и пластовых жидкостей суммарный упругий запас оказывается достаточным и при меньших снижениях среднего пластового давления в зоне его возмущения. В подземной гидравлике доказывается, что в условиях однородного пласта бесконечно больших размеров при постоянном дебите Q изменение давления со временем t на забое скважины описывается уравнением

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2}, \quad (II.5)^*$$

где κ — коэффициент пьезопроводности пласта ($\kappa = k/[\mu(m\beta_{ж} + \beta_c)]$); m — пористость; $\beta_{ж}$, β_c — коэффициенты сжимаемости жидкости и объемной упругости пористой среды (остальные обозначения прежние).

В случае режима растворенного газа формула установившегося притока в скважину газированной жидкости имеет вид:

$$Q_{ж} = \frac{2\pi kh (H_{пл} - H_3)}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (II.6)$$

где $Q_{ж}$ — дебит скважины по жидкости; $H_{пл} - H_3 = \Delta H$ — депрессия, выраженная в функциях С. А. Христиановича:

$$\Delta H = \int_{p_3}^{p_{пл}} \frac{F_n(S)}{\mu_n(p) b(p)} dp. \quad (II.7)$$

* Аналогичную формулу для газового пласта — см. § 2 гл. III.

Здесь $F_n(S)$ — относительная проницаемость пород для нефти при содержании в пористой среде свободного газа; $\mu(p)$ и $b(p)$ — зависимости вязкости и объемного коэффициента пластовой нефти от давления.

Расчет дебита по формуле (II.6) требует значительной вычислительной работы для определения интеграла (II.7). Поэтому предложены упрощенные формулы, приближенно описывающие приток газированной жидкости. Можно, например, считать, что установившийся приток жидкости в случае совместной фильтрации нефти и газа определяется формулой Дюпюи, если вместо проницаемости k , соответствующей условиям отсутствия газа в пласте, ввести среднюю фазовую проницаемость k_n пород по нефти:

$$Q_{ж} = \frac{2\pi k_n h (p_{пл} - p_3)}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (II.8)$$

Следует отметить, что степень насыщенности пор нефтью и, следовательно, фазовая проницаемость k_n коллектора зависят от давлений $p_{пл}$ и p_3 . Несмотря на это, для приближенных расчетов иногда пользуются постоянными значениями k_n (по И. А. Чарному $k_n \approx 0,65k$). По данным М. М. Глоговского и М. Д. Розенберга (при контурной насыщенности жидкостью $S_n = 1$), можно принять

$$k_n \approx (0,944 - 21,43\alpha \frac{\mu_r}{\mu_n}) k, \quad (II.9)$$

где α — коэффициент растворимости газа в нефти; μ_r и μ_n — вязкость соответственно газа и нефти.

§ 4. УЧЕТ СОВЕРШЕНСТВА ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Лучшие условия притока жидкостей и газов соблюдаются во время вскрытия скважиной всей толщи пласта и тогда, когда конструкция забоя открытая. Такой забой называют совершенным по степени и характеру вскрытия пласта. При всех других конструкциях забой имеет ту или иную степень несовершенства. Формулы притока жидкости и газа, приведенные выше, действительны для совершенной скважины. Несовершенство забоя создает дополнительные сопротивления притоку жидкости и газов. На этом основании формулу Дюпюи (II.3) можно представить в виде

$$Q = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_3)}{\mu_n \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}, \quad (II.10)$$

где $C = C_1 + C_2$ — слагаемое, учитывающее дополнительные сопротивления потоку жидкости; C_1 и C_2 — соответственно

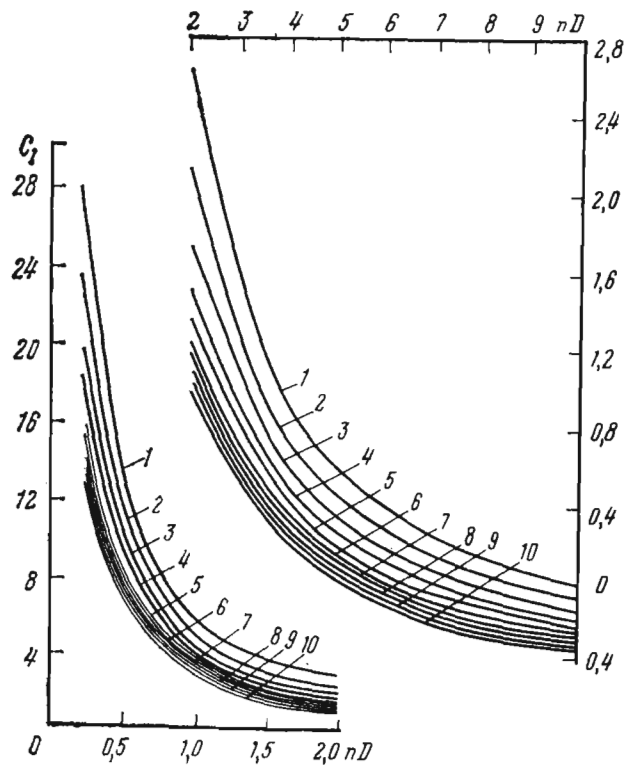


Рис. 11.4. Графики В. И. Шурова зависимости C_1 от условий перфорации обсадных труб.

Параметры $a = d/D$: 1 — 0,02; 2 — 0,04; 3 — 0,06; 4 — 0,08; 5 — 0,1; 6 — 0,12; 7 — 0,14; 8 — 0,16; 9 — 0,18; 10 — 0,2

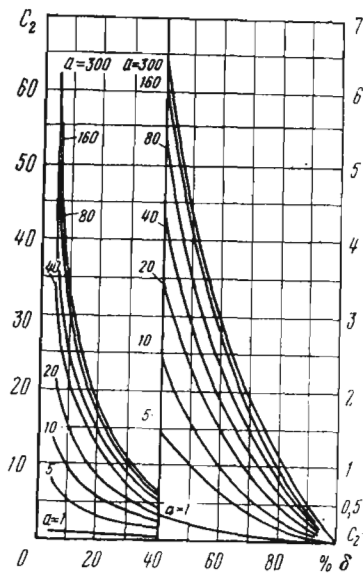


Рис. 11.5. Графики В. И. Шурова для определения C_2 ($a = (h/D) 100\%$)

составляющие, учитывающие несовершенство скважины по характеру и по степени вскрытия.

Несовершенство забоя по формуле (II.10) учитывают также с помощью приведенного радиуса скважины $r_{пр}$:

$$Q = \frac{2\pi kh (\rho_{пл} - \rho_3)}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (II.11)$$

Смысл $r_{пр}$ заключается в том, что несовершенный забой заменяют забоем воображаемой совершенной скважины меньшего радиуса с идентичным ему сопротивлением притоку жидкостей и газов. Из (II.10) и (II.11) следует, что

$$\ln \frac{R_k}{r_{пр}} = \ln \frac{R_k}{r_c} + C; \quad r_{пр} = r_c e^{-C} \quad (II.12)$$

Для определения величины C можно использовать экспериментальные графики зависимости этого коэффициента от числа и диаметра перфорационных отверстий, от степени вскрытия пласта по толщине и глубины проникновения пули в породу. На рис. 11.4 приведены графики для определения значений C_1 для скважин, несовершенных только по характеру вскрытия, где n — число отверстий на 1 м фильтра; $a = d/D$ (D — диаметр скважины по долоту, м; d — диаметр отверстий, м); $l = l'/D$, где l' — глубина проникновения пули в породу (определяется экспериментально). На рис. 11.5 показаны графики В. И. Шурова для определения значений C_2 , где $\delta = (h_1/h) 100$, т. е. отношение вскрытой (перфорированной) толщины пласта h_1 к его общей эффективной толщине h (в %). Параметр кривых $a = (h/D) 100\%$ — отношение толщины пласта к диаметру скважины по долоту (в %). Гидродинамическим коэффициентом совершенства скважины принято называть отношение

$$\Phi = \frac{Q}{Q'} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C} \quad (II.13)$$

где Q и Q' — соответственно дебит перфорированной скважины и дебит ее, если бы она имела совершенный (открытый) забой. Следовательно

$$Q = \frac{2\pi kh \Phi (\rho_{пл} - \rho_3)}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (II.14)$$

Для изучения свойств пластов и продуктивности скважин применяют различные виды (методы) гидродинамических исследований, которые можно подразделить на две группы. К первой относится метод установившихся отборов, ко второй — методы наблюдения за изменением (восстановлением) забойного давления в остановленной (закрытой) скважине после ее эксплуатации с постоянным расходом нефти (газа) и гидропрослушивания пласта.

Теоретические основы исследования пластов упомянутыми методами сходны и независимы от способа эксплуатации скважин. От способа добычи нефти и газа зависит техника и технология осуществления исследований, которая излагается в соответствующих разделах учебника. Здесь же рассмотрим общие теоретические основы изучения свойств пластов по данным наблюдений за работой скважин.

§ 1. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

Сущность метода заключается в том, что при эксплуатации скважины на нескольких последовательно сменяющихся установившихся режимах определяют зависимость дебита нефти (газа), газового фактора, количества выносимой воды и песка от перепада давления между пластом и забоем скважины. Режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит ее и забойное давление с течением времени практически не изменяются.

После регистрации установившихся дебита и забойного давления скважину переводят на другой режим эксплуатации и, выждав время установления ее работы на новом режиме, определяют новые значения этих параметров. Наблюдения проводят при 3—4 режимах работы скважин и обычно заканчивают регистрацией динамического пластового давления в зоне исследуемой скважины. Оно определяется как полностью восстановившееся забойное давление в остановленной скважине и соответствует текущему пластовому давлению в пласте между

работающими скважинами. Результаты исследований скважины на приток методом установившихся отборов изображают в виде индикаторной диаграммы, представляющей собой зависимость дебита скважины от депрессии пластового давления $Q=f(p_{пл}-p_з)$. Для газовых скважин индикаторную диаграмму, согласно формуле (II.4), изображают в координатах объемный Q или массовый G дебит газа — разность квадратов пластового (контурного) и забойного давлений $(p_{пл}^2-p_з^2)$. Для нагнетательных скважин такая диаграмма представляет собой зависимость поглотительной способности скважины от перепада между забойным и пластовым давлениями $(p_з-p_{пл})$. На рис. III.1 показаны типичные индикаторные диаграммы скважин, эксплуатирующих пласты с различными режимами разработки. Диаграмма 1, характерная для скважин, эксплуатирующих пласты с напорными режимами при притоке однородной жидкости, когда инерционные силы незначительны, имеет вид прямой. В случае установившегося линейного притока газа диаграмма, построенная в координатах $q=f(p_{пл}^2-p_з^2)$, также имеет вид прямой линии. Если с увеличением депрессии на пласт и возрастанием скоростей фильтрации жидкостей и газов инерционные силы существенно возрастают, то линейный закон движения нарушается и индикаторная диаграмма 4 искривляется (становится выпуклой к оси дебитов). Диаграммы типа 2 характерны для нефтяных скважин, эксплуатирующих пласты в режиме растворенного газа, или для трещиноватых нефтенасыщенных коллекторов. В последнем случае искривление индикаторных линий происходит в результате смыкания трещин при снижении забойного давления и вследствие проявления инерционных сил с увеличением скорости фильтрации. Диаграммы типа 3, как правило, следствие дефектов исследований (когда дебиты и забойные давления измерены при неустановившихся режимах работы нефтяных скважин). Иногда такие диаграммы характерны для условий неоднородных пластов, когда с повышением депрессии подключаются в разработку пропластки, из которых ранее не происходило притока жидкости из-за слабых фильтрационных свойств.

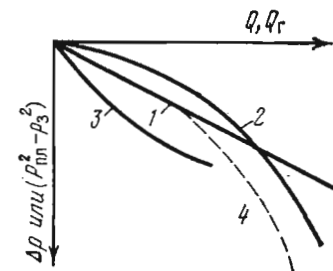


Рис. III.1. Виды индикаторных диаграмм

После построения индикаторных диаграмм подбирают их математические модели. В случае линейной диаграммы для нефтяной скважины она описывается формулами:

$$Q = K(p_{пл} - p_3); \quad (III.1)$$

для газовой скважины

$$q = K_r(p_{пл}^2 - p_3^2), \quad (III.2)$$

где Q и q — дебит соответственно нефтяной и газовой скважины; K и K_r — угловые коэффициенты индикаторных линий, так называемые коэффициенты продуктивности скважин; $p_{пл}$, p_3 — давление соответственно пластовое и забойное.

При криволинейной диаграмме 2 (см. рис. III.1) в условиях напорных режимов уравнение индикаторной линии записывают в виде:

для нефтяной скважины

$$p_{пл} - p_3 = \Delta p = AQ + BQ^2; \quad (III.3)$$

для газовой

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aq + bq^2, \quad (III.4)$$

где A , a и B , b — коэффициенты, постоянные для данной нефтяной или газовой скважины.

По данным Н. П. Лебединца, К. М. Донцова и В. Т. Боярчука, уравнение притока жидкости в условиях трещиноватых коллекторов имеет вид

$$\frac{1 - e^{-a_T \Delta p}}{a_T} = b_T Q + c_T Q^2, \quad (III.5)$$

где a_T — коэффициент, учитывающий упругие деформации коллектора и пластовой жидкости при изменении давления; b_T и c_T — коэффициенты (аналогичные постоянным A , a и B , b в уравнениях III.3 и III.4); Q — дебит скважины в единицах массы.

В режиме растворенного газа приток жидкости для линейной индикаторной диаграммы в координатах $Q - \Delta H$ описывается формулой

$$Q = K(H_{пл} - H_3). \quad (III.6)$$

Постоянные величины, входящие в приведенные формулы, находят по индикаторным диаграммам:

$$K = Q/\Delta p; \quad K_r = q/(p_{пл}^2 - p_3^2). \quad (III.7)$$

В случае криволинейных индикаторных диаграмм постоянные A , a и B , b можно определить по способу Е. М. Минского. При этом опытные точки зависимости дебита Q или q от депрессии Δp (или соответственно от $p_{пл}^2 - p_3^2$) наносят на график

(рис. III.2) в координатах $Q - \Delta p/Q$ или (рис. III.3) $q - (p_{пл}^2 - p_3^2)/q$. Очевидно, что

$$\frac{\Delta p}{Q} = A + BQ$$

или

$$\frac{p_{пл}^2 - p_3^2}{q} = a + bq. \quad (III.8)$$

Следовательно, если соблюдены условия притока, описываемого формулами (III.3) и (III.4), индикаторная диаграмма в координатах $\Delta p - Q$ или $\Delta(p^2)/q - q$ должна быть прямой и отсекает на оси ординат отрезок A или a . Тангенс угла наклона индикаторной линии $\operatorname{tg} \alpha = B$ или $\operatorname{tg} \alpha = b$.

Для нефтяных скважин

$$A = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right). \quad (III.9)$$

Для газовых скважин

$$a = \frac{\mu_r z p_{ст} T_{пл}}{\pi kh T_{ст}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right); \quad (III.10)$$

$$b = \frac{p_{ст} z p_{ст} T_{пл}^2}{2\pi^2 h^2 r_c T_{ст}} \left(1 + \frac{r_c}{R_k} + c_1 + c_2 \right),$$

где z — коэффициент сжимаемости газа; $p_{ст}$ — стандартное (атмосферное) давление; $T_{пл}$, $T_{ст}$ — температура соответственно пластовая и стандартная; l — макрошероховатость коллектора.

С помощью данных A и a , найденных по индикаторным диаграммам, и формул (III.9) и (III.10) определяют параметры пласта (k или kh/μ).

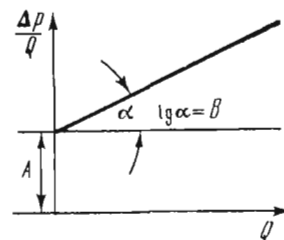


Рис. III.2. Индикаторная диаграмма нефтяной скважины в координатах $\Delta p/Q - Q$

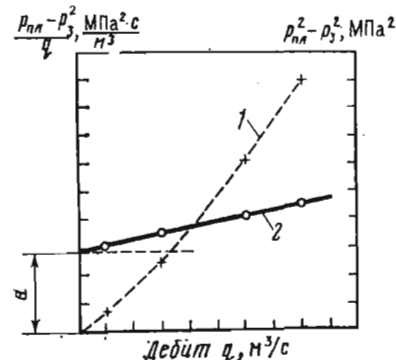


Рис. III.3. Индикаторные диаграммы газовой скважины:
1 — в координатах $\Delta p^2 - q$; 2 — в координатах $\Delta p^2/q - q$

В случае трещиноватого коллектора постоянные a_T , b_T и c_T находят также по индикаторной диаграмме методом избранных точек. При этом выбирают три равномерно расположенные точки и устанавливают соответствующие им значения Δp и Q . Подставляя их в формулу (III.5), получаем три уравнения, после решения которых находим значения a_T , b_T и c_T . В подземной гидравлике доказываются, что

$$\begin{aligned} a_T &= \frac{1}{k_0} \frac{dk}{dp} + \frac{1}{\rho_0} \frac{d\rho}{dp}; \\ b_T &= \frac{\mu \ln R_k/r_c}{2\pi h k_0 \rho_0}; \\ c_T &= \frac{1}{4\pi^2 h^2 k_0 \rho_0^2 r_c}, \end{aligned} \quad (\text{III.11})$$

где k_0 и ρ_0 — проницаемость пород и плотность жидкости при начальном пластовом давлении p_0 (остальные обозначения прежние).

Значение b_T обычно определяют по угловому коэффициенту касательной к индикаторной линии в начале координат:

$$b_T = (dp/dQ)_{Q \rightarrow 0}. \quad (\text{III.12})$$

Далее проницаемость пород k_0 или их проводимость kh/μ рассчитывают по формуле (III.11) при известных значениях b_T , h , μ , R_k и r_c . Для вычисления коэффициентов a_T и c_T в формулу (III.5) подставляют значения Q и Δp двух выбранных точек индикаторной диаграммы. Полученные два уравнения решают относительно a_T и c_T (обычно методом подбора).

Пример. По данным исследования нефтяной скважины на приток построена криволинейная индикаторная диаграмма. Из 16 м толщины пласта перфорировано 10 м. Половина расстояния до соседней скважины $R_k=250$ м. Диаметр скважины по долоту $D=0,3$ м. Число отверстий диаметром $d=0,012$ м в колонне $N=120$. Глубина проникновения пули в пласт $l'=0,15$ м. Вязкость нефти $\mu=5$ МПа·с; ее плотность $\rho=800$ кг/м³. Определить коэффициент проницаемости пород пласта.

Для вычисления коэффициентов c_1 и c_2 , учитывающих несовершенство скважины, воспользуемся графиками В. И. Шурова.

Число отверстий на 1 м трубы

$$n = N/h = 120/10 = 12; \quad nD = 12 \cdot 0,3 = 3,6;$$

$$l = l'/D = 0,15/0,3 = 0,5;$$

$$a = d/D = 0,012/0,3 = 0,04.$$

По кривой на рис. II.4 для $a=0,04$ и $nD=3,6$ находим $c_1=0,9$. Чтобы установить коэффициент c_2 , определим параметр δ .

$$\delta = (h/H) 100 = (10/16) \cdot 100 \approx 62,5;$$

$$\alpha = H/D = 16/0,3 = 53,5.$$

По кривой В. И. Шурова (см. рис. II.5) для $\delta=62,5$ и $\alpha=53,5$ найдем $c_2 \approx 2$. Тогда

$$c = c_1 + c_2 = 0,9 + 2 = 2,9.$$

С помощью индикаторной диаграммы можно установить, что $A = 0,0286$ МПа/(т·сут) $\approx 1,97 \cdot 10^9$ Па/(м³·с).

В результате по формуле (III.9) получим

$$\begin{aligned} k &= \frac{\mu}{2\pi Ah} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right) = \\ &= \frac{0,005 \left(\ln \frac{250}{0,15} + 2,9 \right)}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,97 \cdot 10^9 \cdot 16} = 0,263 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 0,263 \text{ мкм}^2. \end{aligned}$$

Как было показано, методы исследования нефтяных и газовых скважин и их теоретические основы сходны. Технология же исследования газовых скважин имеет свою специфику. Например, при изучении характера их эксплуатации нецелесообразно в ряде случаев направлять газ в газопровод. В процессе исследований скважин при подаче газа в систему сбора в связи с удаленностью их от места измерений и с невозможностью непосредственного наблюдения за выносом вместе с газом воды, конденсата и песка и за пульсацией потока результаты получают неточные. Нефтяные же скважины (даже разведочные и удаленные от объектов сбора) эксплуатируют и исследуют только при сборе нефти в емкости. Давление на забое газовых скважин с достаточной точностью определяют по давлению и температуре на устье. Лишь в особых случаях применяют глубинные приборы. В случае же нефтяных скважин (в которых строение и свойства нефтегазового потока в вертикальных трубах изменяются по сложным законам) расчетные методы оценки забойных давлений по показателям работы скважин на устье часто недостаточно точны.

Давление на забое газовых скважин находят по давлению на устье с помощью зависимостей:

при неподвижном столбе газа

$$p_3 = p_y e^{\frac{\bar{\rho}_r H}{zRT}} = p_y e^{\frac{3,41 \cdot 10^{-2} \bar{\rho}_r H}{zT}} = p_y e^S; \quad (\text{III.13})$$

при движущемся газе

$$p_3 = \sqrt{p_y^2 e^{2S} + \theta q^2}, \quad (\text{III.14})$$

где p_3 и p_y — давление соответственно на забое и устье скважины, МПа; $\bar{\rho}_r$ — относительная плотность газа — величина безразмерная; H — глубина скважины, м; z — среднее значение коэффициента сжимаемости газа; T — средняя температура в скважине, К; q — расход газа, м³/с,

$$\Theta = \lambda \frac{z^2 T^2 (e^{2S} - 1)}{d^5}. \quad (\text{III.15})$$

Здесь λ — коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по справочникам как функция числа Рейнольдса и

относительной шероховатости труб (при ориентировочных расчетах можно принимать $\lambda=0,014\div0,018$); d — внутренний диаметр фонтанных труб, см.

Последовательность действий в этом случае состоит в следующем. Газовую скважину закрывают и по ней наблюдают за изменением затрубного давления и давления в фонтанных трубах на устье. Если скважина не оборудована пакером, эти давления должны быть равными. Если они не равны, скважину продувают (освобождают от жидкости) и давления после их стабилизации измеряют вторично. Затем с помощью диафрагмы или штуцера устанавливают относительно небольшой расход газа. После стабилизации потока и проведения измерений переходят на новый, более значительный расход газа. Такие операции проводят на 4—6 режимах. В конце исследований устанавливают небольшой расход для повторного, контрольного измерения.

Затем скважину закрывают и после нарастания в ней давления фиксируют его значение. Если давление и в затрубном пространстве и в фонтанных трубах восстановилось до начальных значений, исследования считают прошедшими без осложнений. Исследования прекращают, если из скважины начнет поступать пластовая вода или песок или если скважина сильно вибрирует.

На рис. III.4 показана типичная схема обвязки газовой скважины при ее исследовании методом установившихся отборов.

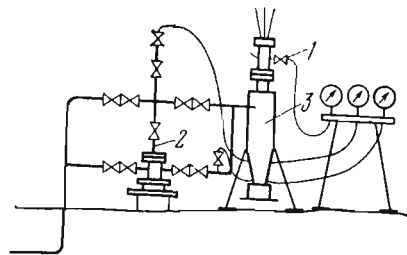


Рис. III.4. Схема обвязки газовой скважины при ее исследовании на установившихся режимах:
1 — расходомер; 2 — фонтанная арматура;
3 — порододуватель

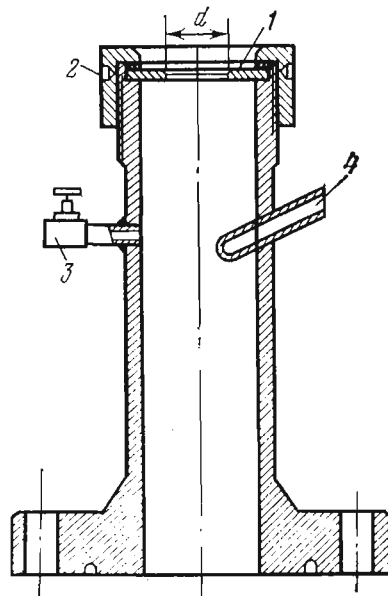


Рис. III.5. Диафрагменный измеритель критического истечения (ДИКТ)

Расход газа, в случае его подачи в атмосферу, измеряют с помощью диафрагменного расходомера критического истечения (ДИКТ) или трубки Пито.

ДИКТ 1 (см. рис. III.4) подключают к скважине 2 через сепаратор 3. Он должен быть прочно укреплен, поскольку на измеритель действует реактивная сила вытекающей из диафрагмы струи газа. Давления измеряют манометрами класса точности 0,35—0,5, подключенными к скважине с помощью медных трубок, заполненных маслом. Диафрагму 1 зажимают в головке ДИКТа накидной гайкой 2 (рис. III.5). Давление перед диафрагмой измеряют с помощью манометра, подключаемого через вентиль 3. Температуру газа устанавливают по термометру, помещенному в трубку 4.

Расход газа

$$q = \frac{p_1 C}{\sqrt{\rho_r T z}} \quad (III.16)$$

Здесь p_1 — давление перед диафрагмой, МПа; C — коэффициент расхода для конкретной диафрагмы (табл. III.1); ρ_r , T , z — соответственно относительная плотность, температура и сверхсжимаемость газа.

В случае значительной засоренности газа или трудности подключения ДИКТа, расход газа можно определить с помощью трубки Пито, вставляемой в поток газа. Тогда

$$q = 1,73 D^2 \sqrt{\frac{H_{рт}}{\rho_r T}} \quad (III.17)$$

Здесь D — диаметр потока, мм; $H_{рт}$ — перепад давления, измеряемый дифференциальным манометром, мм рт. ст. Остальные обозначения прежние.

Если газ с исследуемой скважины направляют в систему газоснабжения, то расход измеряют с помощью стандартных

Таблица III.1

Коэффициент расхода C

Диаметр отверстия диафрагмы, мм	Диаметр измерителя, мм		Диаметр отверстия диафрагмы, мм	Диаметр измерителя, мм	
	50	100		50	100
1,59	0,0527	—	25,4	14,07	13,75
3,14	0,218	—	31,75	22,8	22,3
6,35	0,895	0,86	38,10	34,6	30,6
9,51	1,96	1,94	50,8	—	55,3
12,70	3,52	3,46	63,5	—	88,7
19,05	7,77	7,74	76,2	—	135,0

расходомеров некритического истечения типа ДП-410, ДП-610, ДП-781 и др. В этом случае

$$q = 7,27 \cdot 10^{-4} \alpha \varepsilon K_i K d^2 \sqrt{\frac{p_{рт} H_{рт}}{\rho_r T z}}, \quad (III.18)$$

где q — расход газа, м³/с; α — коэффициент расхода, определяемый как функция модуля диафрагмы m — отношения ее внутреннего диаметра к диаметру трубы ($\alpha = 0,6 \div 0,7$); ε — коэффициент сужения струи, зависящий от m и отношения $p_{рт}$ и $H_{рт}$ ($\varepsilon = 1 \div 0,9$; $p_{рт}$ и $H_{рт}$ — давление перед диафрагмой и перепад давления на ней, мм рт. ст.); K_i — коэффициент расширения диафрагмы при температурах выше расчетных ($K_i \approx 1$); K — поправка на неостроту кромки диафрагмы (незначительно отличается от единицы); d — диаметр отверстия диафрагмы, мм. Остальные обозначения прежние.

Потенциальные возможности скважины обычно характеризуются двумя показателями — свободным Q_c (дебитом полностью открытой в атмосферу скважины) и абсолютно свободным Q_{ac} (расходом при противодавлении на забое, равном 0,1 МПа) расходами газа. Исходя из (III.4) и (III.14), находим

$$Q_c = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta)(p_k^2 - 0,01 e^{2S})} - a}{2(b + \theta)}; \quad (III.19)$$

$$Q_{ac} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(p_k^2 - 0,01)} - a}{2b}. \quad (III.20)$$

В скважинах, вскрывающих пласты с низкими пористостью и проницаемостью, процесс стабилизации давления протекает медленно и на исследования затрачивают много времени. Для ускорения работ и сокращения потерь газа в этом случае применяют приближенный изохронный метод, по которому на каждом режиме при отборе газа не дожидаются стабилизации давления. При этом продолжительность режимов принимают постоянной и вычисляют по формуле

$$t = \frac{r_{сг}^2 \mu_r m}{p_k k} 10^4. \quad (III.21)$$

Между сменами режима добиваются полного восстановления давления.

Один из режимов выполняют обычным образом, доводя истечение газа до полной стабилизации давления и расхода.

По данным неустановившихся равномерных отборов газа находят b по тангенсу угла наклона прямой $\frac{p_k^2 - p_{сн}^2}{q_{ну}}$ к оси абсцисс. При установившихся режимах определяют a . Для этого через точку, характеризующую установившийся режим,

проводят прямую, параллельную прямой, найденной по нестабильным режимам, отсекающей на оси ординат значение искомой a . Также можно воспользоваться зависимостью.

$$a = \frac{p_k^2 - p_{сн} - b q_y^2}{q_y}. \quad (III.22)$$

§ 2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Сущность метода исследований скважин при неустановившемся режиме их эксплуатации заключается в том, что изменяют режим их и проводят наблюдения за соответствующим нарастанием (или снижением) забойного давления со временем. В большинстве случаев скважину после длительной эксплуатации с постоянным дебитом Q останавливают и регистрируют кривую восстановления забойного давления (КВД) или уровня жидкости в межтрубном пространстве. По такому методу исследуют все виды нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, пробуренных на пласты при газовых и водонапорных режимах. В связи с упругими свойствами газов, горных пород и пластовых жидкостей давление на забое остановленной скважины изменяется. В случае мгновенного прекращения притока жидкости из бесконечного однородного пласта в нефтяную скважину процесс восстановления давления на забое описывается формулой (II.5):

$$[p(t) - p_0] = \Delta p(t) = \frac{Q \mu_n}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{np}^2} + \frac{Q \mu_n}{4\pi k h} \ln t. \quad (III.23)$$

В случае газовой скважины

$$p^2(t) - p_0^2 = \frac{q \mu_r z p_{сг} T_{пл}}{2\pi k h T_{сг}} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{np}^2} + \frac{q \mu_r z p_{сг} T_{пл}}{2\pi k h T_{сг}} \ln t. \quad (III.24)$$

Здесь p_0 , $p(t)$ — давление на забое скважины соответственно до остановки и к моменту времени t после ее остановки; Q и q — дебит до остановки соответственно нефтяной и газовой скважины; κ — коэффициент пьезопроводности пласта; m — пористость; μ_n , μ_r — динамическая вязкость пластовой жидкости (нефти) и газа; β_n , β_c — коэффициенты сжимаемости нефти и породы. Остальные обозначения прежние.

Для нефтяного пласта

$$\kappa = \frac{k}{\mu_n (m \beta_n + \beta_c)};$$

для газового пласта

$$\kappa = p_k k / \mu_r m.$$

Из формул (III.23) и (III.24) следует, что графики восстановления давления, построенные в координатах $\Delta p(t) - \ln t$ и $p_c^2(t) - \ln t$ (рис. III.6) соответственно для нефтяной и газовой скважины, имеют прямолинейные участки, угловые коэффициенты которых и отрезки, отсекаемые на вертикальных осях будут равны:

для нефтяной скважины (рис. III.7)

$$i = \lg \theta = \frac{Q \mu_n}{4 \pi k h}; \quad (III.25)$$

$$A' = \frac{Q \mu_n}{4 \pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{пр}^2}; \quad (III.26)$$

для газовой скважины (см. рис. III.6)

$$\beta = q \frac{\mu_r z p_{ст} T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст}}; \quad (III.27)$$

$$\alpha = p_0^2 + \frac{q \bar{p}_r z p_{ст} T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст}} \ln \frac{2,25 \kappa}{r_{пр}^2}. \quad (III.28)$$

Определив по графикам $\Delta p(t) - \ln t$ или $p_c^2(t) - \ln t$ значения A' , i или β и α , найдем параметры пласта (гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность) по формулам (III.25), (III.26), (III.27) и (III.28).

Например, для газовой скважины

$$\frac{k h}{\mu_r} = \frac{2,3 q p_{ст} z T_{пл}}{2 \pi \beta T_{ст}}; \quad (III.29)$$

$$\kappa = 0,445 r_{пр}^2 e^{\frac{\alpha - p_k^2}{\beta}}. \quad (III.30)$$

Здесь $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = r_c e^{-c}. \quad (III.31)$$

Поскольку строгое решение задачи о неустановившемся притоке газа к скважине при нелинейном законе фильтрации никем не получено, используют приближенный метод, принцип которого состоит в следующем. Около скважины выделяют зону радиусом r_0 , равным толщине пласта. Считают, что в этой внутренней области поток газа установившийся и действует нелинейный закон фильтрации. Во внешней зоне наоборот: фильтрация неустановившаяся, но закон линейный.

Для первой зоны

$$p_0^2 - p_c^2(t) = a q + b q^2 = \frac{2,3 \mu_r q p_{ст} z T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \lg \frac{r_0}{r_{пр}} + b q^2. \quad (III.32)$$

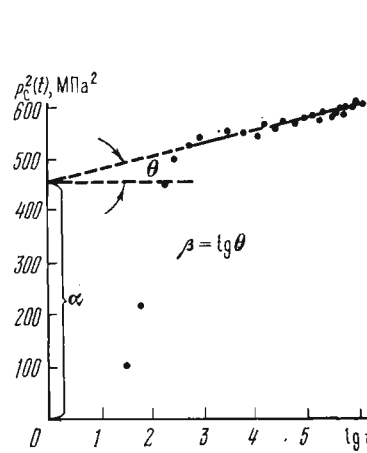


Рис. III.6. График восстановления забойного давления в остановленной газовой скважине, построенный в координатах $p_c^2(t) - \lg t$, $\alpha = 460$ МПа²; $\beta = 21,6$ МПа²

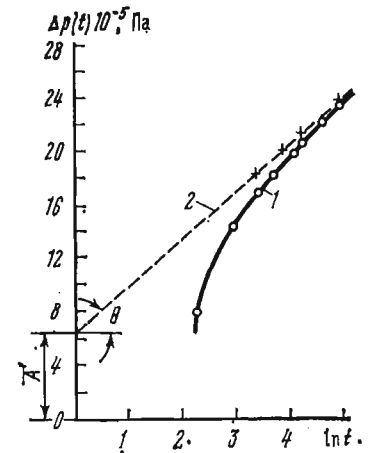


Рис. III.7. Графики восстановления забойного давления в закрытой нефтяной скважине, построенные в координатах $\Delta p(t) - \ln t$: 1 — фактическая кривая; 2 — исправленная кривая.

Для второй зоны справедливо выражение

$$p_k^2 - p_0^2 = \frac{2,3 \mu_r q p_{ст} z T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст}} \lg \frac{2,25 \kappa t}{r_0^2}. \quad (III.33)$$

Складывая (III.32) и (III.33), находим

$$p_k^2 - p_c^2(t) = \frac{2,3 \mu_r q p_{ст} z T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст}} \lg \frac{2,25 \kappa t}{r_{пр}^2} + b q^2 \quad (III.34)$$

или

$$p_c^2(t) = \alpha^* + \beta \lg t, \quad (III.35)$$

где

$$\alpha^* = p_k^2 + \beta \lg \frac{2,25 \kappa t}{r_{пр}^2} + b q^2; \quad (III.36)$$

$$\beta = \frac{2,23 \mu_r q p_{ст} z T_{пл}}{2 \pi k h T_{ст}}. \quad (III.37)$$

Зная α^* , b и β , можно найти пьезопроводность, гидропроводность и проницаемость пласта. Значения b и β находят с помощью зависимости (III.29), а α — с помощью уравнения

$$\kappa = 0,445 r_{пр}^2 e^{\frac{\alpha^* - p_k^2 - b q}{\beta}}. \quad (III.38)$$

Как известно, для газовой залежи пьезопроводность

$$\kappa = \frac{\rho_k k}{m \mu_r} \quad (\text{III.39})$$

Тогда из (III.38) и (III.39) нетрудно определить параметр

$$mh = \frac{k h \rho_k}{0,445 \mu_r r_{np}^2} e^{\frac{-\alpha^* - \rho_k^2 - b q^2}{\beta}} \quad (\text{III.40})$$

Практически удобно исследования осуществлять не при снижении давления в эксплуатирующей скважине, а при нарастании давления в закрытой скважине после длительной ее работы. На рис. III.6 показана типичная кривая восстановления давления.

Следует обратить внимание на начальный участок кривой, для которого не справедлива формула (III.32). Этот участок отражает накопление газа в стволе скважины после ее закрытия, что не учитывается уравнениями (III.24) и (III.34). В усовершенствованных методиках этот недостаток устранен.

Как уже упоминалось, формула (III.23) справедлива для случая мгновенного прекращения притока жидкости из пласта в скважину. Фактически же после остановки в скважину продолжают поступать нефть и газ, что не учитывается этой формулой. Приток жидкости после остановки скважины замедляет процесс восстановления давления на забое, и поэтому целесообразно учитывать влияние притока, введя поправочный коэффициент Z' к зарегистрированным значениям забойного давления:

$$\Delta p(t) = Z' \Delta p_{\phi}(t), \quad (\text{III.41})$$

где $\Delta p(t)$ и $\Delta p_{\phi}(t)$ — исправленные и фактические значения давления на забое к моменту времени t . Очевидно, что в начальный момент после закрытия скважины приток жидкости происходит более интенсивно, а затем замедляется. Следовательно, значения коэффициента Z' должны быть неодинаковыми в разные моменты времени. По предложению Ф. А. Требина и Г. В. Шербакова приближенно значения Z' определяют по соотношению

$$Z'(t) = \frac{Q}{Q - q(t)}, \quad (\text{III.42})$$

где Q — установившийся дебит нефтяной скважины до ее остановки; $q(t)$ — объемная скорость притока жидкости в скважину после ее остановки в моменты времени t . Для определения $q(t)$ можно использовать приборы типа «Поток», регистрирующие одновременно забойное давление, расход притекающей жидкости, ее плотность и температуру. Приближенно график притока $q(t)$ можно построить, если кроме регистрируемого забойного давления $\Delta p(t)$ имеются данные измерений во времени

затрубного $\Delta p_z(t)$ и буферного $\Delta p_b(t)$ давлений после остановки фонтанных и газлифтных скважин. Для скважины, эксплуатирующейся насосным способом, должна быть построена кривая восстановления уровня в межтрубном пространстве. График нарастания объема жидкости $V(t)$, поступающей в фонтанную скважину после ее остановки, в зависимости от времени можно построить по формуле

$$V(t) = \frac{1}{\rho g} \{f_T [\Delta p(t) - \Delta p_b(t)] + f_z [\Delta p(t) - \Delta p_z(t)]\}, \quad (\text{III.43})$$

где f_T и f_z — площадь поперечного сечения столбов жидкости в фонтанных трубах и затрубном (кольцевом) пространстве; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения.

Графическое дифференцирование по времени кривой $V(t)$ позволяет оценить значения $q(t)$ в выбранных моментах времени. Скорость притока $q(t)$ жидкости можно также оценить приближенно по формуле

$$q(t) = \frac{V(t)}{dt} \cong \frac{(f \Delta \bar{p})_{n+1} - (f \Delta \bar{p})_{n-1}}{2 \Delta t} \frac{1}{\rho g} \quad (\text{III.44})$$

при

$$f \Delta \bar{p} = f_T [\Delta p(t) - \Delta p_b(t)] + f_z [\Delta p(t) - \Delta p_z(t)], \quad (\text{III.45})$$

где Δt — интервал времени, через которое отсчитываются приращения давления Δp .

Параметры пласта по прямолинейному участку преобразованной кривой $\Delta p(t) = Z' \Delta p_{\phi}(t)$ определяют, как и прежде, по данным i и A' .

Пример. Дебит фонтанной скважины до остановки $Q = 83,3$ м³/сут, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 1,4$ мПа·с, коэффициент пористости $m = 0,2$, плотность нефти $\rho_n = 800$ кг/м³, объемный коэффициент $b = 1,2$, толщина пласта $h = 10$ м, коэффициент сжимаемости породы $\beta_c = 2,1 \times 10^{-10}$ м²/Н, коэффициент сжимаемости жидкости $\beta_{ж} = 1 \cdot 10^{-9}$ м²/Н. Площадь просвета фонтанных труб $f_T = 30$ см² и кольцевого затрубного пространства $f_z = 98$ см². Результаты измерения забойного буферного и затрубного давлений приведены в табл. III.2. Определить проницаемость пласта и приведенный радиус скважины.

Для решения задачи строим кривую восстановления забойного давления в координатах $\Delta p(t) - \ln t$ (см. рис. III.7). Подставляя данные забойного, буферного и затрубного давлений в формулу (III.43), рассчитываем объем притекающей жидкости в скважину $V(t)$ в различные моменты времени. Построив кривую притока от времени с помощью формулы (III.44) или графическим ее дифференцированием, в выбранных точках находим скорость притока жидкости $g(t) = dV/dt$ в различные моменты времени (данные, приведенные в табл. III.2, определены графическим дифференцированием). Далее по формуле (III.42) вычисляем значения поправочного коэффициента Z' для различных моментов времени, с помощью которых находим исправленные значения $\Delta p(t)$ забойного давления (см. рис. III.7, пунктирная линия). Из этого рисунка следует, что уклон прямолинейного участка исправленного графика

Таблица III.2

Результаты обработки кривой восстановления давления
с учетом притока жидкости после остановки скважины

Время t , мин	$\ln t$	Изменение давлений, МПа			Объем притекшей жидкости $V(t)$, м ³	Скорость притока $q(t)$, м ³ /с	Z'	Исправленный прирост забойного давления $\Delta p(t)$, МПа
		буферного $\Delta p_6(t)$	затрубного $\Delta p_3(t)$	забойного $\Delta p(t)$				
0	0	0	0	0	0	0	—	—
10	2,3	0,58	0,45	0,8	0,520	0,860	—	—
20	2,99	1,13	1,0	1,42	0,636	0,193	1,2	1,7
30	3,4	1,38	1,25	1,7	0,69	0,96	1,09	1,85
40	3,69	1,44	1,34	1,82	0,74	0,085	1,08	1,96
50	3,9	1,53	1,41	1,92	0,78	0,068	1,062	2,04
60	4,1	1,59	1,48	2,0	0,81	0,055	1,05	2,1
70	4,25	1,63	1,52	2,06	0,84	0,045	1,04	2,15
80	4,38	1,66	1,54	2,12	0,87	0,041	1,037	2,2
90	4,5	1,7	1,59	2,16	0,89	0,041	1,037	2,24
100	4,61	1,73	1,608	2,2	0,92	0,040	1,036	2,28
110	4,7	1,76	1,634	2,24	0,94	0,039	1,035	2,32
120	4,79	1,783	1,663	2,28	0,96	0,029	1,026	2,34
130	4,87	1,82	1,7	2,32	0,97	0,019	1,017	2,36
140	4,94	1,844	1,734	2,36	0,98	0,015	1,013	2,39
150	5,01	1,88	1,773	2,4	0,981	0,004	1,004	2,41

$$i = \operatorname{tg} \theta = \frac{Q\mu}{4\pi kh} = \frac{(13,5 - 6,5) 10^5}{2 - 0} = 3,75 \cdot 10^5;$$

$$A' = 6,5 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Дебит нефти в пластовых условиях

$$Q = \frac{83,3b}{86400} = \frac{83,3 \cdot 1,2}{86400} = 1,16 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\mu = 0,0014 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Следовательно

$$k = \frac{Q\mu}{4\pi hi} = \frac{1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0014}{4\pi \cdot 10 \cdot 3,75 \cdot 10^5} = 0,034 \cdot 10^{-12} = 0,034 \text{ мкм}^2.$$

Коэффициент пьезопроводности

$$\alpha = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_c)} = \frac{0,034 \cdot 10^{-12}}{0,0014(0,2 \cdot 10^{-9} + 2,1 \cdot 10^{-10})} = 0,059 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Приведенный радиус определим из соотношения (III.26):

$$A' = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_{пр}^2};$$

$$6,5 \cdot 10^5 = \frac{1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0014}{4\pi \cdot 0,034 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \ln \frac{2,25 \cdot 0,059}{r_{пр}^2};$$

$$\lg \frac{0,13}{r_{пр}^2} = 0,74; r_{пр} = 0,15 \text{ м.}$$

§ 3. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Скважины газоконденсатных месторождений исследуют с целью получения характеристик добываемой продукции путем анализа проб газа, определения количества сырого конденсата, выделяющегося из газа на поверхности при различных режимах эксплуатации скважины и условиях выделения конденсата.

В процессе исследования обычно применяют передвижные установки двух типов — нетермостатируемые (высокой промышленной производительности) и термостатируемые, через которые пропускается только небольшая часть отбираемого из скважины газа. Обычные установки дают промышленную, общую характеристику скважины. Термостатируемые позволяют получить изотермы и изобары конденсации, коэффициенты Джоуля—Томсона, количество жидкости, которое может выделиться из газа после ее отделения при устьевых значениях давления и температуры.

Для получения полной характеристики работы газоконденсатных скважин и ее продукции используют специальные передвижные установки.

На рис. III.8 приведена принципиальная схема одной из таких установок.

Установка, смонтированная на двухосном автоприцепе, подключена к скважине с помощью стальных шарнирных труб 1. Газ через штуцер поступает в циклонный сепаратор первой ступени 2, а затем в циклоны 3 второй ступени очистки. Сепараторы, к которым снизу присоединены мерные цилиндры 4, могут работать и последовательно и параллельно. Освободившись от конденсата, воды и примесей, газ из установки направляется в газопровод или в атмосферу. Отделившаяся продукция поступает в разделительную емкость 5, откуда пробы используют при исследовании.

На платформе предусмотрена и малая термостатируемая установка 6, в которой при различных значениях температуры и давления от газа отделяется конденсат.

Пробы газа и конденсата детально исследуют в лаборатории. Количество жидкости, выделяющейся в сепараторах, измеряют с помощью пяти кранов, размещенных на различных уровнях 40 емкостей вместимостью 1 л каждая. Три регулируемых штуцера позволяют создавать на сепараторах разное давление. Охлаждение газа в термостатируемой установке осуществляется при дросселировании газа высокого напора. Для его подогрева используют электронагреватели. Отношение количества выделившегося в сепараторах конденсата к количеству протекшего газа дает основную характеристику продукции скважины — удельное конденсатосодержание — (г/м³ или см³/м³) при различных значениях температуры и давления. Сырой конденсат,

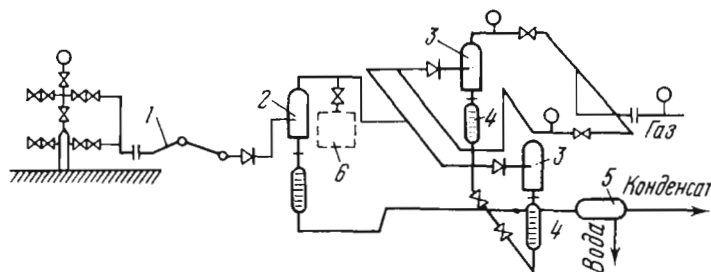


Рис. III.8. Схема установки М-900

получаемый в сепараторах и в термостатируемой установке, подвергают разгазированию путем снижения давления в контейнере до 0,1 МПа и выдержке при 20 °С и измеряют количество газов дегазации.

Содержание пентанов и вышекипящих углеводородов ϵ в сыром конденсате определяют по формуле

$$\epsilon = \frac{bq}{V} \rho_4^{20}. \quad (\text{III.46})$$

Здесь b — содержание пентанов и более тяжелых в сыром конденсате, см³; q — количество отсепарированного сырого конденсата, см³/м³; V — объем контейнера, в котором находится проба сырого конденсата; ρ_4^{20} — плотность пентана и более тяжелых углеводородов.

Содержание пентанов и вышекипящих углеводородов K в отсепарированном газе находят по зависимости

$$K = e \frac{M_1}{24,05}, \quad (\text{III.47})$$

где e — объемная доля пентанов и более тяжелых в пробе отсепарированного газа; M_1 — молекулярная масса пентанов и более тяжелых в отсепарированном газе.

Общее количество пентана и более тяжелых

$$П = \frac{bq}{V} \rho_4^{20} + e \frac{M_1}{24,05}. \quad (\text{III.48})$$

Запасы конденсата в залежи

$$З = Q_3 П = Q_3 \left(\frac{bq}{V} \rho_4^{20} + e \frac{M_1}{24,05} \right), \quad (\text{III.49})$$

где Q_3 — запасы газа в залежи.

§ 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ И СТРОЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В предыдущем разделе кривую восстановления давления обрабатывали по формуле, описывающей этот процесс в однородном бесконечном пласте. В действительности подавляющая

часть коллекторов неоднородна по строению и представляет собой сложное сочетание участков пласта с пониженной проницаемостью, чередующихся с породами с более высокими фильтрационными свойствами. Такие коллекторы называют коллекторами с двойной пористой средой. К ним относятся также пласты трещиноватых пород, в которых поровое пространство блоков (матриц) как бы вложено в систему пространства, слагаемого трещинами. Характерная особенность пластов с двойной средой — возникновение в них при изменении пластового давления обменных процессов между слагающими их пористыми средами или между блоками и трещинами, что влияет на процесс восстановления давления на забое закрытой скважины. Например, в случае трещиноватых коллекторов, проницаемость блоков которых намного ниже проницаемости трещин, давление на забое вначале нарастает более быстро, чем в последующее время. Это связано с тем, что в первые моменты процесс определяется проводимостью трещин. В последующее время интенсивность возрастания забойного давления определяется скоростью перетоков жидкости из блоков в трещины. В сумме же оказывается, что процесс восстановления давления в трещиноватой среде (как и в других двойных средах) с данной пьезопроводностью запаздывает по сравнению с процессом, который наблюдался бы в однородной среде с аналогичной пьезопроводностью. Поэтому, кроме всех прочих свойств (проводимость kh/μ , пьезопроводность κ и др.) трещиноватый коллектор (и другие двойные среды) характеризуется дополнительными двумя параметрами — временем запаздывания τ и величиной ϵ — интенсивностью перетоков жидкости между различными компонентами двойной среды. Природу и смысл безразмерной величины ϵ можно представить, если считать, что формула объема жидкости, перетекающей из единицы объема породы в трещины за единицу времени, имеет вид

$$q = \frac{\epsilon}{\mu} (p_2 - p_1), \quad (\text{III.50})$$

где p_2 и p_1 — давление соответственно в блоках и в трещинах; μ — вязкость.

Для однородной пористой среды $\epsilon = 1$. Этот параметр с увеличением неоднородности пород (например, при уменьшении проницаемости блоков) стремится к нулю.

Время запаздывания τ характеризует скорость обмена жидкостью между различными компонентами двойной среды. Оно связано с величиной ϵ и, в случае трещиноватых пород, — с линейными размерами блоков. Обмен между средами протекает тем быстрее, чем меньше время запаздывания τ . С уменьшением ϵ возрастает объем перетекающих жидкостей. Действительно, если порода сложена однородной пористой сре-

дой ($\epsilon=1$), то перетоки между различными ее частями под влиянием неоднородности их свойств будут отсутствовать. Кроме того, параметр ϵ характеризует деформацию трещин. Опыт показывает, что при $\epsilon>0$ происходит искривление индикаторных линий, что связано с деформацией (смыканием) трещин при снижении забойного давления (см. § 1 гл. III), при $\epsilon=0$ индикаторные линии прямолинейны.

Для оценки времени запаздывания τ предложены различные методы (А. Бан, Э. А. Авакян, А. Г. Горбунов, Р. И. Медведский, К. С. Юсупов, П. А. Духовная). По известному значению τ можно оценить безразмерный коэффициент ϵ . В подземной гидравлике доказано, что приближенно время запаздывания τ и величина ϵ связаны соотношением

$$\tau = \frac{k_1}{\kappa \epsilon} = \frac{k_1 \mu_n (\beta_{c2} + m_0 \beta_{ж})}{\epsilon k_1} = \frac{\mu_n (\beta_{c2} + m_0 \beta_{ж})}{\epsilon}, \quad (\text{III.51})$$

где k_1 — проницаемость трещин; κ — пьезопроводность пласта; μ_n — динамическая вязкость; β_{c2} и $\beta_{ж}$ — коэффициенты объемной упругости породы (блоков) и пластовой жидкости; m_0 — пористость.

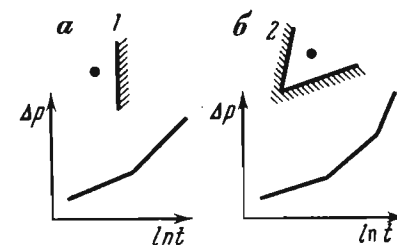
Так как для трещиноватых коллекторов безразмерный коэффициент ϵ зависит от проницаемости блоков k_2 и густоты трещин, по его значению можно судить об ориентировочных осредненных линейных размерах блоков. Будем считать, что густота трещин приближенно пропорциональна удельной их поверхности $S_{уд}$. Из анализа размерностей следует

$$\epsilon \approx k_2 S_{уд}^2 \text{ или } \epsilon \approx k_2 / l^2, \quad (\text{III.52})$$

где l — осредненный линейный размер блоков трещиноватой породы.

По данным Р. И. Медведского и других, для исследованных скважин Трехозерного месторождения время запаздывания τ изменяется в пределах от 62 до 152 мин, а ϵ — от 0 до 0,893. Эти параметры служат важным исходным материалом при проектировании разработки залежей с двойной средой и при выборе методов воздействия на пласт. Методы повышения эффективности разработки таких залежей основаны на интенсификации обменных процессов (например, циклическое заводнение). В ряде случаев искусственное выравнивание проницаемости компонентов двойной среды происходит при нагнетании в пласт различных многофазных систем (водогазовых смесей, пены, полимерных растворов и т. д.), которые в первую очередь поглощаются участками повышенной проницаемости. Многокомпонентные смеси обладают по сравнению с нефтью меньшей подвижностью в пористой среде, что способствует выравниванию фильтрационных характеристик различных участков неоднородных по свойствам пластов, увеличивает охват пласта воздействием и конечный коэффициент нефтеотдачи.

Рис. III.9. КВД скважин, эксплуатирующих участки пласта различного строения



Кривые восстановления давления (КВД) характеризуют не только интенсивность обменных процессов, происходящих в пласте. Их форма зависит также от строения участка, на котором расположена скважина, ибо КВД в координатах $\Delta p(t) - \ln t$ прямолинейны лишь в случае бесконечного однородного пласта. Различные виды неоднородности строения по-своему влияют на геометрию КВД. Ухудшение фильтрационных свойств пласта вдали от забоя скважины приводит к увеличению угла наклона кривой (рис. III.9, а), где в зоне скважины расположен непроницаемый экран 1. Влияние клиновидного строения экранов 2 на форму КВД показано на рис. III.9, б.

§ 5. ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ ПЛАСТОВ

Пуск в эксплуатацию или остановка одной или группы скважин оказывает влияние на показатели работы соседних (интерференция скважин). Степень этого влияния зависит от свойств пластовой системы и интенсивности импульса дебита. Изучение свойств и строения пластов по результатам наблюдений за взаимодействием скважин принято называть гидропрослушиванием (гидроразведкой). В процессе исследований судят о свойствах пласта по изменению забойного давления в реагирующей скважине. Обработку результатов исследований (интегральный метод) ведут с помощью формулы, описывающей зависимость интенсивности изменения давления в реагирующей скважине от свойств пласта и импульса дебита возмущающей скважины.

$$\ln \psi(t) = 10 \int_{\Delta p(0)}^{\Delta p(t)} \frac{dp}{dt} = \ln \frac{0,01 \Delta Q \kappa}{\pi \eta R^2} - \frac{R^2}{4 \kappa t}, \quad (\text{III.53})$$

где Δp — изменение забойного давления реагирующей скважины; ΔQ — изменение дебита, $\text{см}^3/\text{с}$; κ — пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$; $\eta = kh/\mu$ — проводимость пласта, $(\text{мкм}^2 \cdot \text{м})/(\text{мПа} \cdot \text{с})$; R — расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м; t — время с момента остановки или изменения дебита возмущающей скважины, с.

Из формулы (III.53) следует, что графически в координатах $\ln \psi(t) - 1/t$ КВД изображается прямой линией, отсекающей на оси ординат отрезок

$$b = \ln \frac{0,01 \Delta Q \kappa}{\pi \eta R^2}.$$

При этом уклон прямой

$$\operatorname{tg} \alpha = R^2/4\kappa; \kappa = -R^2/4 \operatorname{tg} \alpha; \eta = \frac{0,01 \Delta Q}{4\pi \operatorname{tg} \alpha e^b}.$$

Значения α и b определяют по графикам (рис. III.10 и III.11). Линия AB и ее продолжение BA' соответствуют фону — изменению забойного давления в реагирующей скважине, которое наблюдалось бы в ней без остановки (изменения дебита) возмущающей скважины.

Интеграл в формуле (III.53) для каждой точки t определяют численным способом (например, методом трапеций). При этом шаг разбивки выбирают так, чтобы соблюдалось условие $t_p \geq 2\Delta t$, где t_p — время начала реагирования. Значение функции $\psi(t)$ находят как сумму значений $d\Delta p/t$ каждого из предшествующих интервалов в промежутке от нуля до соответствующего времени t :

$$\frac{d\Delta p}{t} \approx (\Delta p_n - \Delta p_{n-1}) \frac{1}{t'},$$

$$\text{где } 1/t' = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{1}{t} \right)_n + \left(\frac{1}{t} \right)_{n-1} \right].$$

По полученным данным строят график $\ln \psi(t) - 1/t$, из которого находят значения $\operatorname{tg} \alpha$ и b .

На рис. III.10 и III.11 в качестве примера¹ приведены результаты наблюдений за изменением давления в реагирующей скважине и зависимость $\ln \psi(t) - 1/t$ для случая $\Delta Q = 5165 \text{ см}^3/\text{с}$, $R = 570 \text{ м}$. Из рис. III.11 следует, что $\operatorname{tg} \alpha = 1,42 \cdot 10^5$; $b = -11$. Тогда

$$\kappa = \frac{570^2}{4 \cdot 1,42 \cdot 10^5} = 0,572 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\eta = \frac{0,01 \cdot 5165}{4 \cdot 1,42 \cdot 10^5 e^{-11}} = 0,173 \frac{\text{мкМ}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}.$$

Таковы осредненные данные пласта между реагирующей и возмущающей скважинами.

Существуют и другие методы исследования и обработки результатов взаимодействия скважин. Иногда применяют скачкообразные, плавные, периодические режимы изменения дебита возмущающей скважины, получая соответствующие кривые реагирования. Метод обработки результатов гидропрослушивания и определения свойств пласта способом эталонных

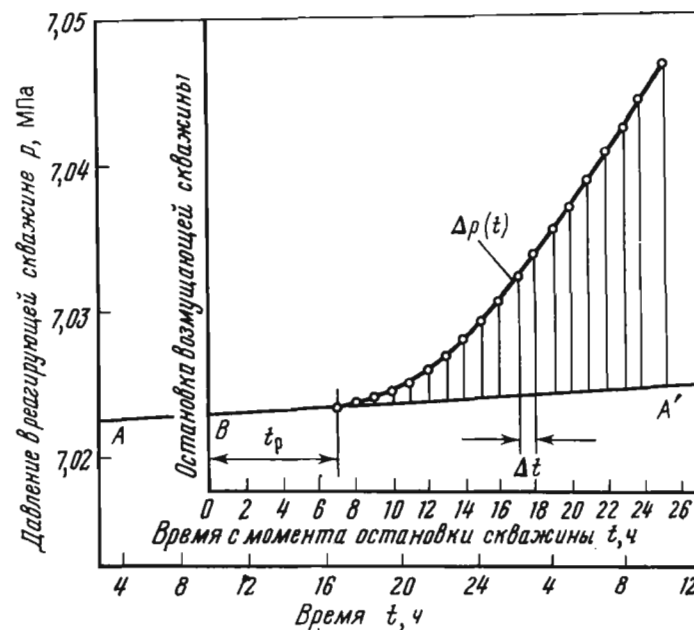


Рис. III.10. График изменения забойного давления в реагирующей скважине

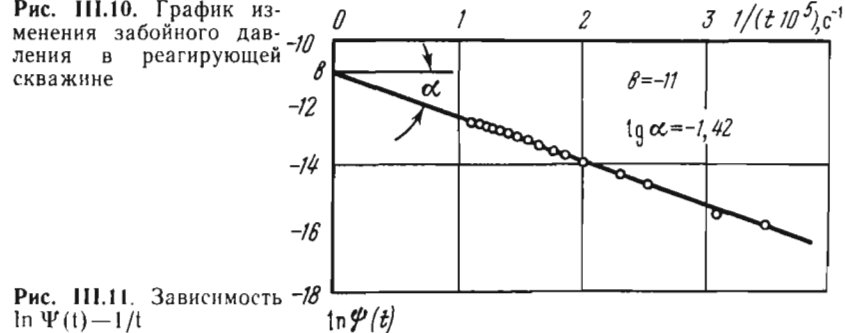


Рис. III.11. Зависимость $\ln \Psi(t) - 1/t$

кривых основан на сравнении фактических кривых реагирования с эталонными, составленными по данным уравнений процессов взаимодействия скважин в условиях гипотетических пластов с известными κ и η .

Для изучения строения пластов, кроме упомянутых методов, используют и другие — прослеживание за скоростью продвижения в различных направлениях нагнетаемой в пласт воды и других агентов; с помощью добавляемых в агент индикаторов (радиоактивных компонентов, красителей и т. д.); геофизические методы гравиметрии, сейсмические и термометрические.

¹ Пример В. Н. Васильевского.

§ 6. ИЗУЧЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКА И ПОГЛОЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

О строении пласта можно судить, измеряя глубинными дебитометрами скорость притока жидкости и газа на различных участках пласта по вертикали. На рис. III.12 показана схема комплексного глубинного прибора «Поток-5» конструкции ВНИИ, предназначенного для измерения расхода жидкости, давления, температуры и влажности нефти. Длина его 2,67 м, диаметр — 40 мм. Пределы измерения: давление — 25 МПа (погрешность $\pm 1,5\%$), расход 2—150 т/сут; температура — до 100 °С.

Прибор, состоящий из блоков-измерителей, спускают в скважину на одножильном кабеле 1. Локатор сплошности 2 позволяет «привязывать» результаты измерений к глубине скважины. При изменении давления, измеряемого геликсным манометром 3, ферритовое полукольцо, находящееся на свободном конце геликса, перемещается внутри катушки 4 датчика давления и изменяет ее индуктивность. Температуру определяют с помощью полупроводниковых элементов 6, сопротивление которых пропорционально уменьшению или увеличению температуры среды. Расход жидкости устанавливают датчиком с заторможенной турбинкой 9, закрепленной на струнах 8 и 11, угол закручивания которых пропорционален расходу жидкости. При этом внутри катушки перемещается ферритовое полукольцо, изменяя ее индуктивность. Влажность нефти регистрируется емкостным датчиком 10. Для нахождения расхода продукции сечение скважины вокруг прибора после его спуска закрывают эластичным пакером так, чтобы вся нефть, вода и газ прошли через расходомер. Для закрытия и раскрытия пакера предусмотрен электродвигатель 16, который через редуктор 15 и винт 14 приводит в движение гайку, соединенную с подвижной втулкой 13. Металлические пластины 12 каркаса при раскрытии пакера изгибаются и прижимают надетую на них оболочку к стенкам скважины, направляя весь поток в прибор. Электронные блоки 5 и 7 в них служат для преобразования индуктивности в частоту (изменение индуктивности сопровождается соответствующим изменением частоты выходного сигнала). Для снятия профиля притока прибор опускают до подошвы пласта и после раскрытия пакера постепенно поднимают до кровли. Различные датчики подключают к аппаратуре последовательно путем вызова сигнала с поверхности. Прибор может работать и в автоматическом режиме.

Комплексные приборы типа «Поток-5» удобны для исследования пластов многопластовых залежей, вскрытых одним фильтром. Одновременное измерение расхода пропластков и забойного давления позволяет оценивать свойства каждого из

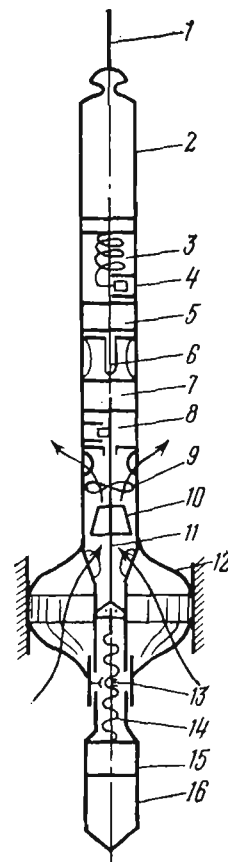
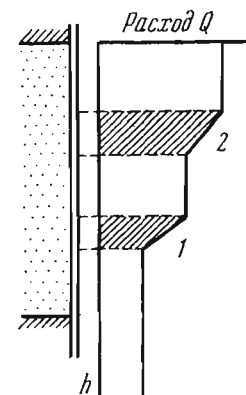


Рис. III.12. Схема комплексного прибора «Поток-5»

Рис. III.13. Схема профиля притока



них. Профили притока (и поглощения нагнетательных скважин) позволяют обоснованно выбирать участки пласта для селективного воздействия на них с целью повышения дебита. Из рис. III.13, на котором приведена схема профиля притока, следует, что приток жидкости происходит лишь через два интервала 1 и 2. Другие участки ствола в работе не участвуют вследствие загрязнения пор пласта в процессе бурения. Следует отметить, что, по-видимому, профили притока в большинстве случаев характеризуют проводимость лишь приствольной части пластов, загрязненной в процессе бурения. Вдали от нее возможны перетоки между различными участками по вертикали (по трещинам и по проницаемым зонам). Для исследования газовых скважин обычно применяют беспакерные расходомеры типа «Метан-2».

Нормы отбора нефти и газа из скважин устанавливают с учетом плановых заданий на добычу нефти, газа и конденсата, при этом предусматривают, чтобы дебит скважины был максимально допустимым условиями рациональной эксплуатации и обеспечиваемым продуктивной характеристикой скважин при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды. Среднюю продуктивность скважин определяют в процессе составления проекта разработки (см. гл. IV и VI). Практически все скважины нельзя эксплуатировать с одинаковыми или даже близкими дебитами в связи с неоднородностью коллекторских свойств пород и физических свойств углеводородов в различных частях залежи. Поэтому дебиты их уточняют и устанавливают индивидуально по результатам гидродинамических исследований с учетом свойств пластовых систем. Отборы нефти и газа из малодобитных скважин, эксплуатирующих пласты с низким давлением, обычно не ограничивают и определяются они производительностью пластов. Динамические уровни жидкости могут понижаться до кровли пласта, если он при этом не разрушается. В случае очень глубокого залегания пластов и при невысоких пластовых давлениях дебиты также не ограничиваются геолого-физическими характеристиками залежи и определяются возможностями оборудования. Например, штанговой насосной установкой (см. гл. VIII) можно поднять при глубине уровня 2500—3000 м не более 25—30 т/сут жидкости. Производительность газовых скважин также зависит от пропускной способности оборудования и геолого-физической характеристики залежи нефти и газа. Из них отбирают такое количество нефти и газа, которое обеспечивается при забойных давлениях, не вызывающих разрушение пласта, подтягивание конусов подошвенной и языков краевой воды или выделение из нефти растворенного газа в пласте и подтягивание газовых конусов из газовой шапки. В глубоких скважинах забойное давление (уровни) можно снижать лишь до пределов, исключающих смятие обсадной колонны. В газоконденсатных залежах допустимые значения забойных давлений определяют по давлению начала конденсации углеводородов. Допустимые отборы нефти и газа устанавливают по данным гидродинамических исследований скважин, свойствам коллекторов, пластовых жидкостей и газов. При исследовании скважин регистрируют (кроме дебита и забойного давления) количество выносимых взвешенных частиц (песка), воды и газа.

Если давление насыщения нефти газом p_n близко к пластовому, то допустимо снижение забойного давления на 20—25 % от p_n . При этом выделяющееся из нефти в призабойной зоне некоторое количество газа не влияет на фильтрационные свойства пласта.

§ 1. ОБЪЕКТ, СИСТЕМА И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ

Объект разработки — это искусственно выделенное в пределах месторождения геологическое образование (пласт, массив, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, которые извлекают из недр определенной группой скважин. Если в объект включить все пласты в пределах месторождения, то понятия объекта и месторождения равнозначны. Большее число пластов в одном объекте обуславливает экономию металла, труб и других материалов. Но, с другой стороны, увеличение числа пластов усложняет с технологической точки зрения процесс извлечения нефти из каждого пласта в отдельности и приводит в ряде случаев к резкому снижению нефтеотдачи в целом.

При выделении объектов следует учитывать следующее.

1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов. В один объект разработки можно включать пласты примерно с одинаковыми средними параметрами, характеризующими их свойства и имеющими в плане одну площадь распространения. Пласты, существенно отличающиеся по продуктивности и пластовому давлению, будут отличаться по способам разработки, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции скважин, что неизбежно приведет к снижению нефтеотдачи в целом по объекту.

2. Физико-химические свойства нефти, воды и газа. Пласты, содержащие нефти с неодинаковыми свойствами, нецелесообразно объединять в один объект, так как для извлечения продукции необходимо применять технологии воздействия на них, требующие различных схем расположения скважин и их числа. Компонентный состав нефтей может послужить причиной выделения отдельных пластов в самостоятельные объекты разработки. Существенную роль в решении этого вопроса играют физико-химические свойства пластовых вод. Например, закачка воды в пласт, содержащий пластовую воду определенного состава, может вызвать химические реакции, в результате которых ухудшаются условия фильтрации жидкостей.

3. Фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Пусть имеются два пласта со сходными геолого-физическими свойст-

вами, но в одном из них содержится значительная по размерам газовая шапка, а в другом развит упруговодонапорный режим. Объединение пластов в один объект нецелесообразно, так как разработка каждого из них требует различных схем расположения скважин и технологий извлечения нефти и газа.

4. Техника и технология эксплуатации скважин. Объединение в один объект разработки нескольких пластов может привести к тому, что существующие средства и технология эксплуатации скважин не обеспечат подъем всей жидкости по скважине.

Объекты разработки подразделяют на самостоятельные и возвратные. Возвратные объекты в отличие от самостоятельных предполагается разрабатывать скважинами, эксплуатируемыми в первую очередь какой-то другой объект.

Система разработки — это совокупность взаимосвязанных инженерных решений: выбор объектов и установление последовательности их разработки; определение числа, соотношения и расположения добывающих и нагнетательных скважин основного и резервного фондов; обоснование метода воздействия на пласты с целью извлечения из недр нефти и газа; определение способов управления и контроля за процессом разработки; охрана недр и окружающей среды.

Технология извлечения нефти из недр определяется механизмом, приводящим в движение нефть и газ в пласте. В природных условиях — это вытеснение нефти водой или газом, содержащимся в газовой шапке или выделяющимся из нефти. Эффективность технологии разработки характеризуется полнотой извлечения запасов нефти. С целью увеличения нефтеотдачи пластов применяют различные методы воздействия на них: закачку воды, газа, различных химических реагентов, теплоносителей, создание движущегося фронта горения и др.

Процесс разработки месторождения регулируют, изменяя общее число и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение на площади, устанавливая различные режимы работы скважин в процессе их эксплуатации.

Регулирование разработки нефтяного месторождения — процесс управления движением жидкостей в продуктивном пласте к забоям добывающих скважин. Цель ее заключается в достижении на каждом этапе разработки максимальной добычи нефти по каждому пласту и в целом для всего месторождения.

Практически все технологические операции, осуществляемые в добыче нефти, функционально направлены на увеличение отборов нефти и решают задачи регулирования разработки.

Многообразие геолого-физических условий, в которых протекает процесс разработки нефтяных месторождений, требует применения различных технологий извлечения нефти и различных систем разработки.

§ 2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Системы разработки классифицируют по признакам, в основу которых положены характеристики, определяющие отличительные их черты.

1. По геометрии расположения скважин на площади выделяют системы с равномерной и неравномерной расстановкой скважин.

Для систем с равномерной расстановкой скважин характерно их расположение по правильным геометрическим сеткам: квадратной или треугольной. Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки. Треугольная сетка обеспечивает высокую степень вскрываемости отдельных линз коллекторов. Однако при последовательном сгущении такой сетки на каждом этапе число скважин возрастает в 3 раза. Квадратная сетка, гибкая при сгущении, обеспечивает высокую вскрываемость линз. Так, на каждом этапе число скважин удваивается. Это позволяет предположить, что квадратные сетки будут широко применяться на практике.

Для систем с неравномерным расположением скважин предполагают разработку залежей цепочками или рядами скважин, параллельными контуру нефтеносности или рядам нагнетательных скважин. Расстояния между скважинами в рядах и между ними неодинаковые. В Советском Союзе многие месторождения проектируют разрабатывать с применением рядных систем.

2. По методу воздействия применяют следующие системы разработки: без воздействия и с воздействием на пласт.

Системы без воздействия на пласт используют в процессе разработки нефтяных месторождений естественную пластовую энергию. Такие системы в Советском Союзе применяют в редких случаях. Лучшие результаты достигаются в условиях упруговодонапорных и газонапорного режимов, обеспечивающих высокую степень нефтеизвлечения.

Наиболее распространены в нашей стране системы с воздействием на пласт путем закачки в него воды.

На некоторых месторождениях при разработке пластов с высоковязкими нефтями применяют системы с воздействием путем закачки в них теплоносителей (пара, горячей воды).

Рассмотрим характеристики системы разработки.

Фонд скважин — общее число нагнетательных и добывающих скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Подразделяется он на основной и резервный. Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации запроектированной системы разработки. Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдель-

ных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт. Число скважин этого фонда зависит от неоднородности строения пласта, его прерывистости, особенностей применяемой технологии извлечения нефти из недр.

Параметр плотности сетки скважин S_c — площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину, т. е. эта величина равна частному от деления площади нефтеносности на общее число добывающих и нагнетательных скважин.

Удельный извлекаемый запас нефти или параметр А. П. Крылова N_c — отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин.

Параметр $\bar{\omega}$ — отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин, т. е. $\bar{\omega} = n_n/n_d$. Этот параметр характеризует интенсивность системы заводнения.

Параметр ω_p — отношение числа резервных скважин к числу скважин основного фонда, т. е. $\omega_p = n_p/n_o$.

Кроме указанных параметров используют ряд других показателей, таких, как расстояние от контура нефтеносности до первого ряда добывающих скважин, расстояние между рядами, ширина блока и др.

§ 3. ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Для характеристики процесса извлечения нефти из недр применяют показатели, определяющие во времени как интенсивность, так и степень извлечения нефти, воды и газа.

Добыча нефти q_n — основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени, и среднесуточная добыча $q_{нс}$, приходящаяся на одну скважину. Характер изменения во времени этих показателей зависит не только от свойств пласта и насыщающих его жидкостей, но и от технологических операций, осуществляемых на месторождении на различных этапах разработки.

Добыча жидкости $q_{ж}$ — суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в чисто нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

Добыча газа q_g . Этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения. Добычу газа характеризуют с по-

мощью газового фактора, т. е. отношения объема добываемого из скважины за единицу времени газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче за ту же единицу времени дегазированной нефти. Средний газовый фактор как технологический показатель разработки определяют по отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти.

При разработке месторождения с поддержанием пластового давления выше давления насыщения газовый фактор остается неизменным и поэтому характер изменения добычи газа повторяет динамику добычи нефти. Если же в процессе разработки пластовое давление будет ниже давления насыщения, то газовый фактор изменяется следующим образом. Во время разработки на режиме растворенного газа средний газовый фактор вначале увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается и стремится к нулю при пластовом давлении, равном атмосферному. В этот момент режим растворенного газа переходит в режим гравитационный.

Рассмотренные показатели отражают динамическую характеристику процесса извлечения нефти, воды и газа. Для характеристики процесса разработки за весь прошедший период времени используют интегральный показатель — накопленную добычу. Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки, т. е. с момента пуска первой добывающей скважины.

В отличие от динамических показателей накопленная добыча может только увеличиваться. Со снижением текущей добычи темп увеличения соответствующего накопленного показателя уменьшается. Если текущая добыча равна нулю, то рост накопленного показателя прекращается и он остается постоянным.

Помимо рассмотренных абсолютных показателей, выражающих количественно добычу нефти, воды и газа, используют и относительные, характеризующие процесс извлечения продуктов пласта в долях от запасов нефти.

Темп разработки z — отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах. Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении как в период его освоения, так и в процессе регулирования. На рис. IV.1 приведены кривые, характеризующие темп разработки во времени по двум месторождениям с различными геолого-физическими свойствами. Судя по приведенным зависимостям, процессы разработки этих месторождений существенно отличаются. По кривой 1 можно выделить четыре периода разработки, которые будем называть стадиями.

Первая стадия (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), когда происходит интенсивное бурение скважин

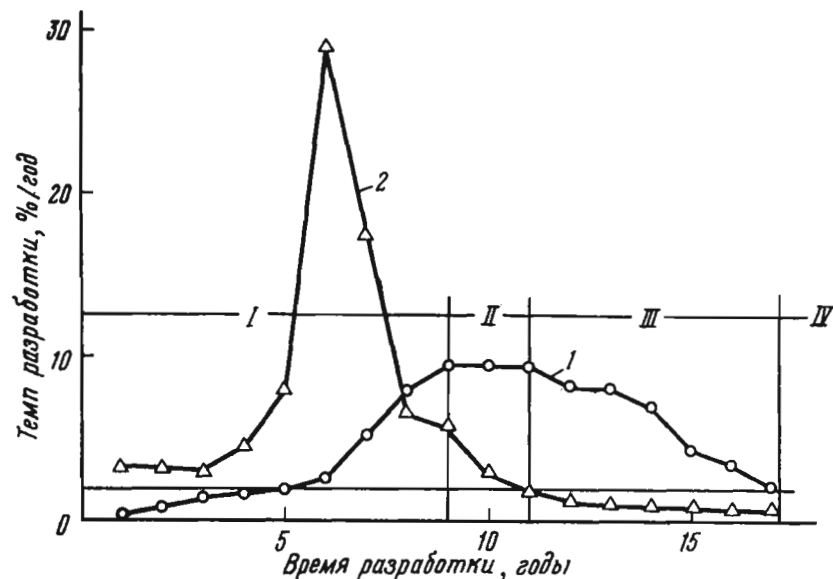


Рис. IV.1. График изменения темпа разработки во времени:
1 — месторождение А; 2 — месторождение В; I, II, III, IV — стадии разработки

основного фонда, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. На ее протяжении добывают, как правило, безводную нефть. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд.

Достижение максимального годового отбора извлекаемых запасов нефти не всегда совпадает с окончанием бурения скважин. Иногда оно наступает раньше срока разбуривания залежи.

Вторая стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. Основная задача этой стадии осуществляется путем бурения скважин резервного фонда, регулирования режимов скважин и освоения в полной мере систем заводнения или другого метода воздействия на пласт. Некоторые скважины к концу стадии перестают фонтанировать, и их переводят на механизированный способ эксплуатации (с помощью насосов).

Третья стадия (стадия падающей добычи нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резким увеличением газового фактора при газонапорном режиме. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации.

Четвертая стадия (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти.

Первые три стадии, в течение которых отбирают от 70 до 95 % от извлекаемых запасов нефти, образуют основной период разработки. На протяжении четвертой стадии извлекают оставшиеся запасы нефти. Однако именно в этот период, характеризующий в целом эффективность реализованной системы разработки, определяют конечное значение количества извлекаемой нефти, общий срок разработки месторождения и добывают основной объем попутной воды.

Как видно из рис. IV.1 (кривая 2), для некоторых месторождений характерно, что следом за первой стадией наступает стадия падения добычи нефти. Иногда это происходит уже в период ввода месторождения в разработку. Такое явление характерно для месторождений с вязкими нефтями или тогда, когда к концу первой стадии были достигнуты высокие темпы разработки порядка 12—20 %/год и более. Из опыта разработки следует, что максимальный темп разработки не должен превышать 8—10 %/год, а в среднем за весь срок разработки величина его должна быть в пределах 3—5 %/год.

В практике анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений используют также показатели, характеризующие темпы отбора запасов нефти во времени: темп отбора балансовых запасов $\bar{z}$ и темп отбора остаточных извлекаемых запасов φ . По определению

$$\bar{z}(t) = \frac{q_n(t)}{G}, \quad (IV.1)$$

где $q_n(t)$ — годовая добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки; G — балансовые запасы нефти.

Если $z = q_n/N$ — темп разработки, то связь между $\bar{z}$ и z выражается равенством

$$\bar{z}(t) = z(t) \eta_k, \quad (IV.2)$$

где N — извлекаемые запасы нефти; η_k — нефтеотдача к концу срока разработки месторождения.

Темп отбора остаточных извлекаемых запасов нефти

$$\varphi(t) = \frac{q_n(t)}{N - Q_n(t)} = \frac{q_n(t)}{N_{ост}(t)}, \quad (IV.3)$$

где $Q_n(t)$ — накопленная добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки.

Накопленная добыча нефти

$$Q_n(t) = \int_0^t q_n(\tau) d\tau, \quad (IV.4)$$

где t — время разработки месторождения; τ — текущее время.

Выведем формулу, связывающую показатели φ и z . Из (IV.3) следует

$$q_n = \varphi(N - Q_n).$$

Продифференцировав по времени обе части этого равенства, получим

$$\frac{dq_n}{dt} = \frac{d\varphi}{dt}(N - Q_n) - \varphi \frac{dQ_n}{dt}.$$

Учитывая, что $\frac{dQ_n}{dt} = q_n$, получим следующее выражение:

$$\frac{dq_n}{dt} = \frac{d\varphi}{dt} \frac{q_n}{\varphi} - \varphi q_n. \quad (IV.5)$$

Подставив в последнее равенство выражение для $q_n = zN$, будем иметь

$$\frac{d\varphi}{dt} \frac{z}{\varphi} - \varphi z = \frac{dz}{dt}. \quad (IV.6)$$

Дифференциальное уравнение (IV.6) позволяет вычислять значения $\varphi(t)$ при известных $z(t)$.

Рассмотрим интегральный показатель процесса добычи нефти:

$$\xi(t) = \int_0^t z(\tau) d\tau = \frac{1}{N} \int_0^t q_n(\tau) d\tau = \frac{Q_n(t)}{N}, \quad (IV.7)$$

где $\xi(t)$ — коэффициент использования извлекаемых запасов. Его значение непрерывно возрастает, стремясь к единице. Действительно, при $t = t_k$:

$$\xi_k = \int_0^{t_k} z(t) dt = \frac{\int_0^{t_k} q_n(t) dt}{N} = 1, \quad (IV.8)$$

так как добыча нефти к концу разработки становится равной извлекаемым запасам.

По аналогии текущую нефтеотдачу или коэффициент отбора балансовых запасов определяют из выражения

$$\eta(t) = \int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{\int_0^t q_n(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_n(t)}{G}. \quad (IV.9)$$

К концу разработки месторождения, т. е. при $t = t_k$, нефтеотдача

$$\eta_k = \int_0^{t_k} \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_n(t_k)}{G} = \frac{N}{G}. \quad (IV.10)$$

Обводненность продукции B — отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от нуля до единицы:

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_n}{q_n}. \quad (IV.11)$$

Характер изменения показателя B зависит от ряда факторов. Один из основных — отношение вязкости нефти к вязкости воды в пластовых условиях μ_0 :

$$\mu_0 = \mu_n / \mu_v, \quad (IV.12)$$

где μ_n и μ_v — динамическая вязкость соответственно нефти и воды.

При разработке месторождений с высоковязкими нефтями вода может появиться в продукции некоторых скважин с начала их эксплуатации. Некоторые залежи с маловязкими нефтями разрабатываются длительное время с незначительной обводненностью. Граничное значение μ_0 между вязкими и маловязкими нефтями изменяется от 3 до 4.

На характер обводнения продукции скважин и пласта влияют также послойная неоднородность пласта (с увеличением степени неоднородности сокращается безводный период эксплуатации скважин) и положение интервала перфорации скважин относительно водонефтяного контакта.

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что при небольшой вязкости нефти более высокая нефтеотдача достигается при меньшей обводненности. Следовательно, обводненность может служить косвенным показателем эффективности разработки месторождения. Если наблюдается более интенсивное по сравнению с проектным обводнение продукции, то это может служить показателем того, что залежь охвачена процессом заводнения в меньшей степени, чем предусматривалось.

Темп отбора жидкости — отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти, выражается в %/год.

Если динамика темпа разработки характеризуется стадиями, то изменение темпа отбора жидкости во времени происходит следующим образом. На протяжении первой стадии отбор жидкости по большинству месторождений практически повторяет динамику темпа их разработки. Во второй стадии темп отбора жидкости по одним залежам остается постоянным

на уровне максимального, по другим — уменьшается, а по третьим — возрастает. Такие же тенденции в еще большей степени выражены в третьей и четвертой стадиях. Изменение темпа отбора жидкости зависит от водонефтяного фактора, расхода нагнетаемой в пласт воды, пластового давления и пластовой температуры.

Водонефтяной фактор — отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в м³/т. Этот параметр, показывающий, сколько объемов воды добыто на 1 т полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки и с третьей стадии разработки начинает быстро нарастать. Темп его увеличения зависит от темпа отбора жидкости.

При разработке залежей маловязких нефтей в конечном итоге отношение объема добытой воды к добыче нефти достигает единицы, а для вязких нефтей увеличивается до 5—8 м³/т и в некоторых случаях достигает 20 м³/т.

Расход нагнетаемых в пласт веществ. При осуществлении различных технологий с целью воздействия на пласт используют различные агенты, улучшающие условия извлечения нефти из недр. Закачивают в пласт воду или пар, углеводородные газы или воздух, двуокись углерода и другие вещества. Темп закачки этих веществ и их общее количество, а также темп их извлечения на поверхность с продукцией скважин — важнейшие технологические показатели процесса разработки.

Пластовое давление. В процессе разработки давление в пластах, входящих в объект разработки, изменяется по сравнению с первоначальным. Причем на различных участках площади оно будет неодинаковым: вблизи нагнетательных скважин максимальным, а вблизи добывающих — минимальным. Для контроля за изменением пластового давления используют средневзвешенную по площади или объему пласта величину. Для определения средневзвешенных их значений используют карты изобар, построенные на различные моменты времени.

Важные показатели интенсивности гидродинамического воздействия на пласт — давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин. По разнице между этими величинами определяют интенсивность потока жидкости в пласте.

Давление на устье добывающих скважин устанавливают и поддерживают исходя из требований обеспечения сбора и внутрипромыслового транспорта продукции скважин.

Пластовая температура. В процессе разработки этот параметр изменяется в результате дроссельных эффектов в призабойных зонах пласта, закачки в пласт теплоносителей, создания в нем движущегося фронта горения.

§ 4. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БЕЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Закономерности изменения основных показателей разработки нефтяных месторождений при естественных режимах работы пласта представляют большой интерес для познания механизмов нефтеотдачи и влияния различных геолого-физических условий на эффективность процесса разработки.

Разработка при упруговодонапорном режиме

Вода и нефть вместе с растворенным в ней газом, насыщающие поровый объем продуктивного пласта, под воздействием пластового давления находятся в сжатом состоянии. При этом твердый скелет породы нагружен вышележащей толщей пород под действием горного давления. Сжатые жидкости противодействуют тяжести этих пород, стараясь расширить поровый объем пласта.

Во время пуска добывающих скважин давление в призабойной части пласта понижается, при этом увеличивается объем жидкости в соответствии с законом Гука и сокращается поровый объем. Совместное проявление этих двух механизмов вызывает приток жидкости к добывающим скважинам. Таким образом, упругие свойства коллектора и насыщающих его жидкостей определяют движущую силу, под влиянием которой нефть притекает к скважинам.

Понижение давления в пласте, вызванное эксплуатацией одной или группы скважин, по мере отбора жидкости распространяется по нему, захватывая все более отдаленные от скважин области. Скорость распространения давления в пласте определяется коэффициентом пьезопроводности κ , который подсчитывают по формуле В. Н. Щелкачева:

$$\kappa = \frac{k}{\mu\beta}, \quad (\text{IV.13})$$

где k — коэффициент проницаемости; μ — динамическая вязкость жидкости; β — коэффициент упругоэластичности пласта, характеризующийся количеством жидкости, которое можно извлечь из единицы объема пласта при понижении давления на единицу:

$$\beta = m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}, \quad (\text{IV.14})$$

где $\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{с}}$ — коэффициент объемного расширения соответственно жидкости и пористой среды; m — пористость.

Положение границы области распространения пониженного давления оценивают по формуле Э. Б. Чекалюка:

$$R(t) = r_{\text{с}} + \sqrt{\pi \kappa t}, \quad (\text{IV.15})$$

где $R(t)$ — условный радиус влияния скважины; r_c — радиус скважины; t — время после пуска скважины.

За пределами области пониженного давления, т. е. при $R \gg R(t)$, давление равно первоначальному и движение жидкости отсутствует. Область пониженного давления достигает границы пласта за время, которое определяет продолжительность фазы упругого режима. К этому моменту, если в залежи давление не снизилось ниже давления насыщения, вся жидкость добывается только за счет упругих сил. Распространяясь, область пониженного давления захватывает не только нефтенасыщенную часть продуктивного пласта, но и его водоносную область.

В дальнейшем механизм движущих сил зависит от геологических условий на границах пласта. Если продуктивный пласт не имеет гидродинамической связи с областью питания, то и в последующем добыча определяется проявлением упругих сил. При этом давление понижается во всем объеме продуктивного пласта. В некоторых случаях непроницаемые границы совпадают или близки к границам нефтеносности. Залежь нефти как бы «запечатана». В этих условиях запас упругой энергии незначителен и добыча жидкости сопровождается быстрым понижением давления. Режим замкнуто-упругий быстро переходит в режим растворенного газа, при котором нельзя ожидать нефтеотдачи более 30 %.

Если нефтяная залежь окружена обширной водонасыщенной областью пласта, то за счет проявления упругой энергии вода поступает в пределы нефтенасыщенной части пласта и вытесняет нефть к забоям скважин. Это обеспечивает высокую нефтеотдачу, и разработка залежи протекает достаточно эффективно.

Если продуктивный пласт гидродинамически связан с областью питания, после упругой фазы наступает водонапорная. При этом процесс может протекать двояко. В одном случае, когда расход воды, поступающей в пласт из области питания, полностью компенсирует добычу жидкости, наступает стабилизация пластового давления, т. е. продолжение добычи жидкости с постоянным темпом не вызывает дальнейшего понижения давления в залежи. В другом случае, когда расход воды в области питания меньше суммарного отбора жидкости из пласта, процесс разработки будет сопровождаться понижением давления во всем объеме пласта.

Для доказательства приведенных выводов воспользуемся уравнением истощения упругой энергии:

$$q_{ж} - \omega_b = -V_n \beta \frac{dp}{dt}, \quad (IV.16)$$

где $q_{ж}$ — суммарный дебит всех скважин; ω_b — темп поступле-

ния воды из области питания; V_n — объем пласта; p — средневзвешенное по объему пласта давление.

Из этого уравнения видно, что при $q_{ж} = \omega_b \frac{dp}{dt} = 0$, а при $q_{ж} > \omega_b$ давление понижается (знак минус в правой части уравнения истощения отражает условие, по которому отбору жидкости из пласта соответствует уменьшение пластового давления). При $q_{ж} < \omega_b$, что характерно для условий закачки воды в пласт, давление в залежи увеличивается.

Примером эффективной разработки при упруговодонапорном режиме может служить залежь А одного из месторождений. Здесь аномально высокое начальное пластовое давление, нефть очень легкая, высокоподвижная. Толщина продуктивных отложений, представленных кавернозно-трещиноватыми известняками, изменяется в пределах 300—350 м.

На рис. IV.2 приведены графики изменения во времени основных показателей процесса разработки этой залежи. За 16 лет эксплуатации добыто 98,5 % от извлекаемых запасов, текущая обводненность составила 76,3 %. На протяжении 7 лет добыча нефти оставалась на максимальном уровне (9,7—11,7 %/год). Скважины эксплуатировались с высокими дебитами. Обводненность на протяжении 11 лет не превышала 5 % и лишь начиная с 12-го года начала резко увеличиваться.

За 13 лет разработки пластовое давление понизилось на 14,1 МПа и составило к концу этого периода 35,1 МПа. Годовая добыча жидкости, отнесенная к понижению пластового дав-

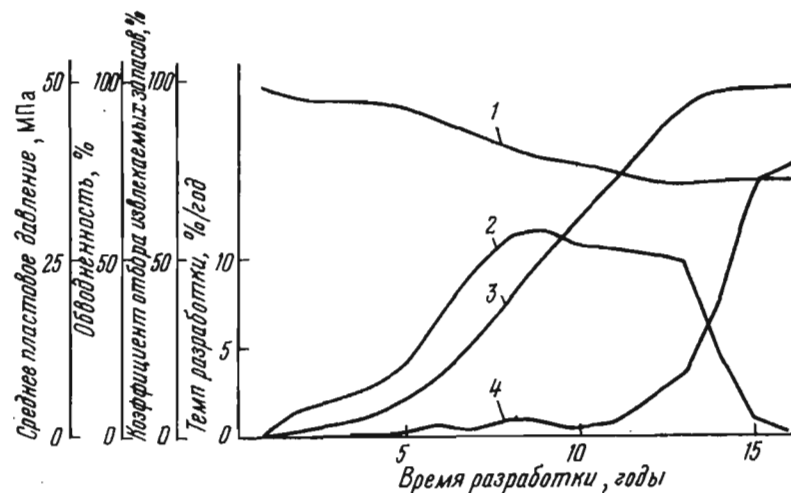


Рис. IV.2. График изменения основных показателей во времени разработки залежи А.

Кривая: 1 — среднего пластового давления; 2 — темпа разработки; 3 — коэффициента отбора извлекаемых запасов; 4 — обводненности продукции

ления в течение года, непрерывно возрастала. За указанный период времени она увеличилась почти в 14 раз. К концу 14-го года пластовое давление не только стабилизировалось, но и стало увеличиваться. За последующие 3 года оно возросло до 36,0 МПа, т. е. увеличилось на 0,9 МПа. Резкое снижение добычи жидкости в этот период времени вызвало процесс перераспределения пластового давления, характерный для упругого режима.

За 16 лет эксплуатации залежи было добыто воды всего 12 % от объема добытой нефти. Это объясняется тем, что водонефтяной раздел равномерно поднимался по мере выработки запасов нефти. По большинству скважин переносили интервал перфорации снизу вверх. При полном обводнении скважины останавливали. К концу рассматриваемого периода разработки в эксплуатации находились 18 скважин, в которых перфорирован верхний интервал продуктивного пласта.

Примером разработки при упруговодонапорном режиме с полной компенсацией отборов жидкости водой, поступающей в пласт из области питания, может служить залежь Б, в которой проницаемость пористого коллектора толщиной 4,2 м высокая (1,2 мкм²). Относительная вязкость $\mu_o = 1,7$. Начальное пластовое давление $p_0 = 17,8$ МПа, а давление насыщения $p_{нас} = 6,3$ МПа. Графики разработки приведены на рис. IV.3. За пять лет с начала разработки было пробурено 18 скважин, предусмотренных проектом. На пятом году достигнута максимальная добыча нефти, которая продержалась 7 последующих лет.

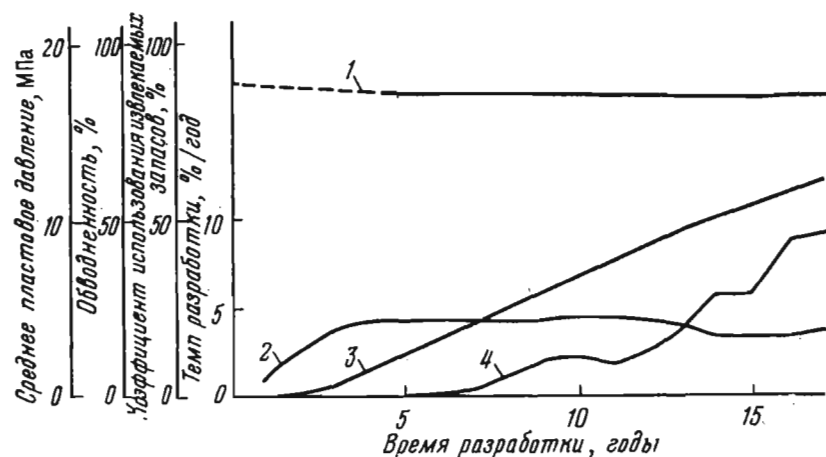


Рис. IV.3. Графики изменения основных показателей во времени разработки залежи Б.

Кривая: 1 — среднего пластового давления; 2 — темпа разработки; 3 — коэффициента использования извлекаемых запасов; 4 — обводненности продукции

Пластовое давление за 12 лет с начала эксплуатации понизилось на 1,0 МПа, а затем оставалось практически постоянным, что свидетельствует о проявлении установившегося режима, когда отборы жидкости из пласта компенсируются поступлением воды.

Можно привести еще целый ряд примеров эффективной разработки месторождений на установившемся упруговодонапорном режиме. Это свидетельствует о необходимости рационального использования природных источников пластовой энергии, прежде чем решать вопрос о внедрении искусственного заводнения. Часто природные геолого-физические условия не обеспечивают полного восполнения потерь пластовой энергии при разработке. Отсутствие, например, хорошей гидродинамической связи залежи с водонапорной областью пласта приводит к интенсивному падению пластового давления. Понижение его ниже давления насыщения обуславливает переход от упругого к режиму растворенного газа.

Разработка при режиме растворенного газа

Если нефтеносная часть пласта вследствие различных геолого-физических условий гидродинамически не связана с пластовой водонапорной системой, то в такой залежи развивается режим растворенного газа с момента времени, когда давление становится равным давлению насыщения.

При этом во всем объеме нефтенасыщенного пласта начинается выделение из раствора свободного газа. Количество выделившегося газа прямо пропорционально понижению давления относительно давления насыщения. Зоны пласта с наибольшим содержанием газа в поровом объеме концентрируются вокруг добывающих скважин.

С появлением пузырьков свободного газа в поровом объеме пласта находятся одновременно две фазы, существенно отличающиеся по своим физическим свойствам, — жидкая и газовая. При небольших размерах пузырьков газа или небольшой газонасыщенности порового объема (до 10 %) газовая фаза остается неподвижной, в то время как жидкая фаза — нефть с оставшимся в растворенном состоянии газом движется. Однако появление пузырьков увеличивает сопротивление движению жидкости и одновременно приводит к существенному уменьшению объема пор, занятого нефтью. В результате неподвижный газ, рассеянный по всему объему пласта, расширяясь с понижением давления, выталкивает нефть к добывающим скважинам. Добыча нефти в этих условиях несколько увеличивается, в то время как газовый фактор (отношение объемов добываемого газа к нефти в поверхностных условиях) остается практически постоянным или несколько меньше начального.

При газонасыщенности порового объема пласта 10—20 %

отдельные пузырьки газа объединяются, образуя непрерывную газовую фазу, которая начинает двигаться одновременно с жидкой фазой. Причем газ, как более подвижная фаза, стремится опередить нефть, оттеснить ее. Дальнейшее увеличение газонасыщенности приводит к быстрому затуханию движения нефти. В результате по мере понижения давления добыча нефти падает, а газовый фактор быстро увеличивается. Увеличивающаяся добыча газа интенсифицирует процесс понижения давления, что приводит к быстрому истощению пластовой энергии.

В дальнейшем наступает момент времени, когда выделяющийся из раствора газ перестает восполнять большие отборы его из скважин. Газовый фактор достигает при этом своего максимального значения, а затем начинает снижаться, обуславливая дальнейшее понижение темпа добычи нефти.

Для иллюстрации описанного механизма режима растворенного газа на рис. IV.4 приведены графики разработки залежи. При начальном пластовом давлении газовый фактор увеличивался незначительно с одновременным ростом добычи нефти. По мере разбуривания залежи добыча нефти непрерывно возрастала и достигла максимума раньше, чем были пробурены все скважины. Максимальный газовый фактор на-

блюдался значительно позднее максимума добычи нефти. Характерно его резкое падение на 32-м месяце с начала разработки.

Основной период разработки залежи продолжался всего 3,5 года. За это время пластовое давление снизилось с 18,4 до 1,5 МПа. Всего было добыто 0,987 млн. м³ нефти, что составило около 18 % от запасов.

Таким образом, разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа характеризуется быстрым понижением пластового давления, сопровождаемым интенсивным падением добычи нефти, ростом газового фактора, а затем его уменьшением.

Низкая технологическая эффективность процесса разработки нефтяных месторождений при таком режиме требует использования активных систем разработки, предусматривающих закачку воды в пласт с целью поддержания давления в нем на уровне давления насыщения.

§ 5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ. СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Законтурное заводнение — одна из первых систем заводнения, освоенная впервые в мировой практике на Туймазинском нефтяном месторождении. Отличается она тем, что нагнетательные скважины бурили за пределами залежи, вблизи внешнего контура нефтеносности. Добывающие скважины располагали рядами (батареями) параллельно внутреннему контуру нефтеносности.

Опыт внедрения законтурной системы на ряде месторождений нашей страны показал, что ее применение обеспечивает эффективный процесс разработки, если ширина водонефтяной зоны (ВНЗ) небольшая, пласт обладает хорошими коллекторскими свойствами (пористость 12—17 %, проницаемость >0,5 мкм²), а структуры отличаются простым строением.

Внутриконтурное заводнение. Особенность этой системы — расположение нагнетательных скважин в чисто нефтяной части залежи. Впервые в мировой практике на Ромашкинском месторождении в Татарии была спроектирована и внедрена система внутриконтурного заводнения с разрезанием пластов батареями нагнетательных скважин на отдельные площади, представляющие самостоятельные объекты разработки.

Блоковая система — нагнетательные скважины располагают параллельными прямолинейными рядами, как правило, вкрест продольной оси структуры, добывающие скважины бурят рядами между нагнетательными.

Таким образом, залежь может разрабатываться по блокам независимо друг от друга. Такие системы подразделяются по

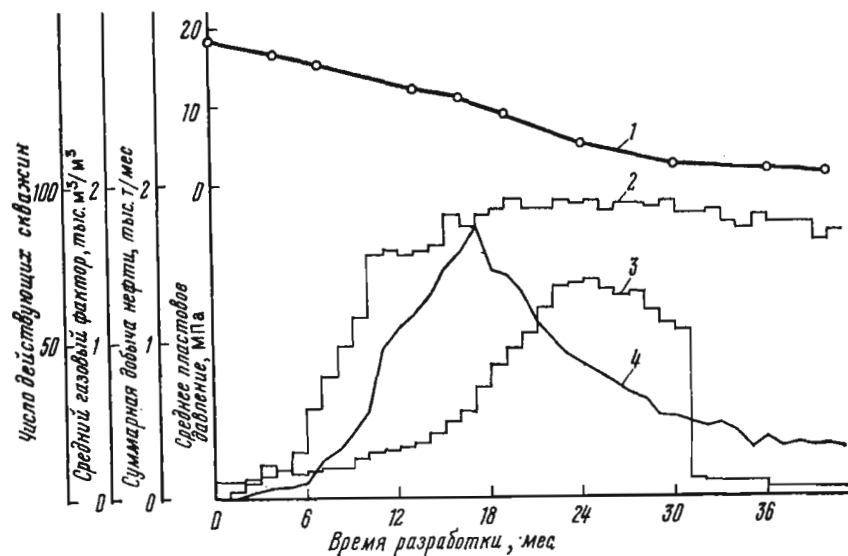


Рис. IV.4. Графики изменения основных показателей во времени разработки залежи:

1 — среднее пластовое давление; 2 — число действующих скважин; 3 — газовый фактор; 4 — суммарная добыча нефти

числу рядов добывающих скважин в блоке на однорядные, трехрядные и пятирядные.

При однорядной системе, когда ряды нагнетательных и добывающих скважин чередуются, отношение числа добывающих n_d к нагнетательным n_n скважинам $\omega \approx 1$.

Схеме трехрядной системы отвечает элемент, представляющий прямоугольник с длиной стороны, равной половине расстояния между нагнетательными рядами. Элемент содержит половину одной нагнетательной скважины и $1\frac{1}{2}$ добывающей. Отношение общего числа добывающих n_d к нагнетательным n_n скважинам $\omega = \frac{1}{3}$.

Пятирядная система предусматривает бурение пяти рядов добывающих скважин между рядами нагнетательными. Отношение $\omega = \frac{1}{5}$.

На практике применяют смешанные блоковые системы, когда нагнетательные ряды скважин располагают одновременно как вкрест, так и параллельно продольной оси структуры.

Блоковые системы широко распространены при разработке нефтяных месторождений в нашей стране по следующим причинам.

1. В зависимости от коллекторских свойств пласта проектируют различную рядность. Если средняя проницаемость высокая, относительная вязкость μ_0 низкая и неоднородность и прерывистость пласта незначительные, применяют пятирядные системы. При низких показателях и вязких нефтях проектируют однорядные системы как более интенсивные системы заводнения.

2. Рядные системы обладают достаточной гибкостью. В процессе освоения месторождения легко переходить от одной системы к другой.

3. Проектные работы по обустройству месторождений не вызывают затруднений.

Площадное заводнение. Добывающие и нагнетательные скважины располагают на площади равномерно по правильной геометрической сетке — квадратной или треугольной. Различают пяти-, семи- и девятиточечную системы.

Элемент пятиточечной системы представляет квадрат, в углах которого расположены добывающие скважины, а в центре — нагнетательная. Для этой системы отношение добывающих n_d и нагнетательных n_n скважин $\omega = 1$.

Элемент девятиточечной системы представляет квадрат, в углах которого и в середине его сторон расположены добывающие (нагнетательные) скважины, а в центре нагнетательная (добывающая). Соотношение добывающих n_d и нагнетательных n_n скважин $\omega = 3(\frac{1}{3})$.

Элемент семиточечной системы представляет шестиугольник с добывающими (нагнетательными) скважинами в углах и на-

гнетательной (добывающей) скважиной в центре. Параметр $\omega = 2(\frac{1}{2})$.

Интенсивность систем заводнения определяют по параметру ω . Наиболее интенсивная — девятиточечная система, если в центре расположена добывающая скважина. Если в центре расположена нагнетательная скважина, эта система наименее интенсивна.

Важное преимущество площадных систем заводнения перед рядными заключается в рассредоточенности воздействия скважин на пласт. Это имеет существенное значение при разработке сильно неоднородных по площади пластов. В то же время рядные системы предпочтительны для разработки пластов, сильно неоднородных по разрезу.

Основной недостаток систем площадного заводнения — назначение скважин и их расположение на площади определяют на стадии проектирования, когда особенности строения пласта не выявлены. В результате часть проектного фонда нагнетательных скважин не реализуется, так как приемистость их низкая.

Избирательное заводнение. Эта система характеризуется тем, что скважины под нагнетание воды выбирают после разбуривания части площади по равномерной сетке по данным промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. При этом коэффициент продуктивности их должен быть высоким и вскрыто наибольшее число пластов-коллекторов на более низких абсолютных отметках. Также устанавливают оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин с учетом различия вязкости нефти и воды и степени неоднородности пласта по коэффициентам продуктивности скважин. Это обеспечивает высокую эффективность системы воздействия на пласт при минимальном числе нагнетательных скважин в общем фонде и улучшает экономические показатели системы разработки.

На рис. IV.5 схематически показан разрез пласта, построенный по результатам промыслово-геофизических исследований

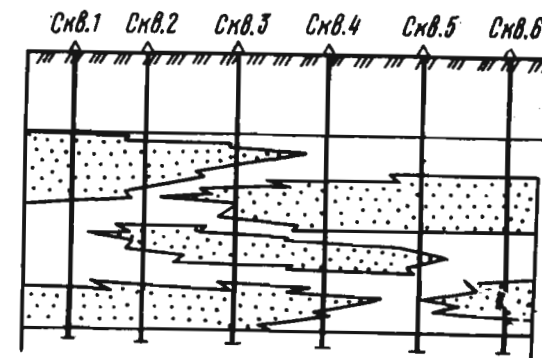


Рис. IV.5. Схематический разрез пласта

скважин. Видно, что наибольшее число пропластков вскрыто в скв. 3. Очевидно, при использовании этой скважины в качестве нагнетательной будет обеспечена высокая выработка запасов нефти.

Известно, что вытеснение нефти водой в направлении снизу вверх более эффективно, чем в противоположном направлении. Поэтому под нагнетание воды применяют скважины, вскрывшие кровлю пласта на низких абсолютных отметках.

Таким образом, при избирательной системе заводнения скважины на площади залежи бурят по определенной геометрической сетке (лучше по квадратной), а нагнетательные скважины располагают среди добывающих неравномерно (местоположение каждой нагнетательной скважины определяют конкретными особенностями строения продуктивного пласта).

Опыт внедрения избирательной системы заводнения на ряде месторождений нашей страны выявил как ее преимущества, так и недостатки. Такая система предпочтительна при разработке сильно неоднородных пластов.

Очаговое заводнение. При такой системе закачивают воду в пласт через отдельные нагнетательные скважины, выбираемые среди добывающих или пробуренные специально. Применяют ее в качестве вспомогательного способа для вовлечения в процесс разработки отдельных линз или частей пласта, не охваченных вытеснением.

§ 6. МОДЕЛИ ПЛАСТА И ПРОЦЕСС ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Наиболее просты модели однородного пласта в виде толщи горной породы с одинаковыми во всех точках физическими свойствами. Непроницаемые верхняя (кровля) и нижняя (подошва) границы ее параллельны и горизонтальны.

Свойства пласта в количественном выражении определяют как средневзвешенные по объему величины:

$$\bar{x}_v = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta V_i}{V}. \quad (\text{IV.17})$$

Чаще используют средневзвешенные по площади залежи величины, которые устанавливают с помощью карт равных значений рассматриваемых параметров:

$$\bar{x}_s = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta S_i}{S}, \quad (\text{IV.18})$$

где $\bar{x}_i$ — параметр, определяемый как средний между двумя соседними линиями равных его значений; ΔS_i — площадь, об-

разованная двумя соседними линиями с параметрами x_i и x_{i-1} ;

$S = \sum_{i=1}^n \Delta S_i$ — общая площадь залежи.

Модель зонально-неоднородного пласта, свойства которого не изменяются по толщине, а на его площади выделяются зоны прямоугольной или квадратной формы с различными свойствами. Каждую зону можно рассматривать как элементарный однородный объем пласта (сторона квадрата) размером больше или равным расстоянию между соседними скважинами.

Модель слоисто-неоднородного пласта представляет собой пласт, в пределах которого выделяются слои с непроницаемыми кровлей и подошвой, характеризующиеся различными свойствами. По площади распространения свойства каждого слоя остаются неизменными. Сумма всех слоев

равна общей нефтенасыщенной толщине пласта, т. е. $h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i$,

где n — число слоев.

Модель зонально-неоднородного и слоисто-неоднородного пласта объединяет характеристики предыдущих двух моделей. Для иллюстрации на рис. IV.6 изображена схематично модель такого пласта.

Модель пласта с двойной пористостью представляет собой пласт, сложенный породами с первичной (гранулярной) и вторичной (трещиноватой) пористостью. По первичной пористости определяют запасы углеводородов в пласте, поскольку коэффициент пористости на порядок больше коэффициента трещиноватости. Однако гидродинамическое движение жидкостей и газов, вызванное перепадом давления, происходит по системе трещин. Считают, что весь объем пласта равномерно пронизан системой трещин. Расстояния между двумя соседними трещинами значительно меньше расстояния между двумя соседними скважинами.

Модель зонально-неоднородного и слоисто-неоднородного пласта с двойной пористостью объединяет характеристики двух предыдущих моделей и наиболее полно отражает особенности реальных продуктивных пластов. На основе этой модели трудно определять показатели процесса разработки месторождения.

Рассмотрим модели процесса вытеснения нефти водой (газом).

Модель поршневого вытеснения. Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт (границы), впереди которого нефтенасыщенность равна начальной ($s_{он} = 1 - s_{св}$), а позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью $s_{но}$. На рис. IV.7 схематически показан профиль насыщенности при фиксированном положении фронта x_f .

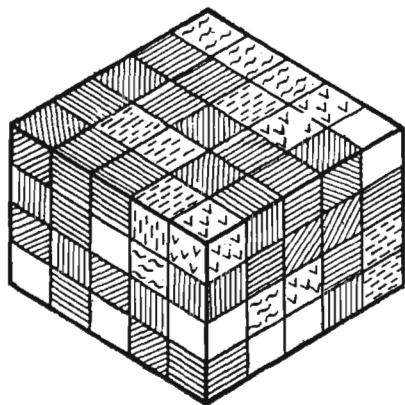
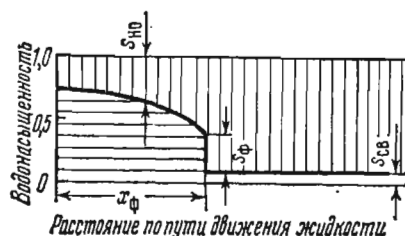


Рис. IV.6. Схематическое изображение модели зонально-неоднородного и слоисто-неоднородного пласта

Рис. IV.7. Профиль насыщенности пласта при поршневой модели вытеснения нефти водой.
Насыщенность: 1 — водой; 2 — нефтью

Рис. IV.8. Профиль водонасыщенности пласта при непоршневой модели вытеснения нефти водой (Бэкли—Лeverетта)



Перед фронтом фильтруется только нефть, а позади — только вода.

В соответствии с этой моделью полное обводнение продукции скважин должно произойти мгновенно в момент подхода фронта вытеснения к скважинам.

Модель непоршневого вытеснения (рис. IV.8). По схеме Бэкли—Лeverетта предполагается в пласте движущийся фронт вытеснения. Скачок нефтенасыщенности на нем значительно меньше, чем при поршневом вытеснении. Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади него — одновременно нефть и вода со скоростями, пропорциональными соответствующим фазовым проницаемостям. Причем по мере продвижения фронта вытеснения скорости изменяются не только в зависимости от насыщенности в пласте, но и во времени. В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до некоторого значения, соответствующего скачку нефтенасыщенности на фронте s_f , а затем обводненность медленно нарастает.

Вероятностно-статистическая модель неоднородности пластов. В этой модели неоднородный пласт представлен в виде набора параллельно работающих цилиндрических (призматических) или конических трубок тока с неодинаковой проницаемостью, расположенных вдоль направ-

ления фильтрации и пересекающихся рядами добывающих и нагнетательных скважин. Плотность распределения, длину и площадь поперечного сечения трубок выбирают на основании изучения геологического строения залежи таким образом, чтобы полный их набор соответствовал по проницаемости набору действительных трубок тока в пласте. Распределение трубок тока по проницаемости обычно устанавливают по результатам статистического анализа проницаемости керна материала или по геофизическим данным. Опыт показывает, что часто распределение проницаемости образцов керна подчиняется логарифмически нормальному закону или же описывается гамма-распределением и различными модификациями распределения Максвелла, предложенными М. М. Саттаровым и Б. Т. Баишевым.

Для простоты счета пористость, начальную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения в первом приближении принимают одинаковыми по всем трубкам тока.

Прерывистость пласта учитывается длиной трубок тока, непрерывная его часть моделируется трубками, простирающимися от начала до конца залежи, а линзы и полулинзы — короткими трубками, соответствующими по длине их размерам.

Модель пласта с модифицированными относительными проницаемостями.

Если принять, что фазовая проницаемость для воды зависит от остаточной нефтенасыщенности $s_{но}$ и насыщенности связанной водой:

$$k_{фв} = k(1 - s_{но} - s_{св}), \quad (IV.19)$$

то расход воды Δq_b , поступающей в слой толщиной Δh , определим по формуле

$$\Delta q_b = \frac{kb(1 - s_{но} - s_{св})}{\mu_b \Delta x} \Delta h \Delta p, \quad (IV.20)$$

где k — абсолютная проницаемость слоя; b — ширина слоя; Δx — длина слоя; Δp — перепад давления на расстоянии Δx ; μ_b — вязкость воды.

Формула (IV.20) справедлива в предположении, что в обводнившемся слое нефть вытесняется мгновенно по модели поршневого вытеснения до насыщенности $s_{но}$. В таких слоях движется только вода. В необводнившихся слоях движется только нефть в присутствии связанной воды с насыщенностью $s_{св}$. Если в слое Δh содержится только вода, ее расход составит

$$\Delta \bar{q}_b = kb \Delta h \Delta p / \mu_b \Delta x. \quad (IV.21)$$

Если к рассматриваемому моменту времени обводнились слои общей толщиной $\bar{h}$, то при $\Delta h \rightarrow 0$ суммарный расход воды

$$q_b = \frac{b \Delta p}{\mu_b \Delta x} \int_0^{\bar{h}} k(1 - s_{но} - s_{св}) dh. \quad (IV.22)$$

При отсутствии остаточной нефти расход воды через обводнившиеся слои будет

$$\bar{q}_в = \frac{b \Delta p}{\mu_b \Delta x} \int_0^{\bar{h}} k dh. \quad (IV.23)$$

Учитывая, что распределение проницаемости по слоям описывается каким-либо вероятностно-статистическим законом, модифицированную относительную проницаемость можно представить в виде:

для воды

$$\bar{k}_в = \frac{\int_{k^*}^{\infty} (1 - s_{но} - s_{св}) k f(k) dk}{\int_0^{\infty} k f(k) dk}; \quad (IV.24)$$

для нефти

$$\bar{k}_н = \frac{\int_0^{k^*} (1 - s_{св}) k f(k) dk}{\int_0^{\infty} k f(k) dk}, \quad (IV.25)$$

где k^* — проницаемость обводнившегося слоя.

Модифицированную водонасыщенность пласта определяют по отношению объема связанной воды и воды, внедрившейся в слои, к поровому объему пласта:

$$\bar{s} = \int_0^{\infty} s_{св} f(k) dk + \int_{k^*}^{\infty} (1 - s_{но} - s_{св}) f(k) dk. \quad (IV.26)$$

Модифицированные относительные проницаемости для воды и нефти представляют соответственно доли воды и нефти в общей производительности всех слоев. В общем случае они пропорциональны обводненности и содержанию нефти в добываемой жидкости.

Описанную модель приближают к реальной, рассматривая процесс непоршневого вытеснения нефти водой для каждого слоя.

Анализируя характер обводнения продукции скважин, можно построить характеристику обводнения пласта и, решая обратную гидродинамическую задачу, уточнить модифицированные проницаемости, т. е. адаптировать модель к реальному процессу. В этом случае модифицированные показатели интегрально отражают все особенности реального пласта и процессов, происходящих при их разработке.

§ 7. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА

При проектировании разработки, геологическом анализе и для оценки технико-экономической эффективности мероприятий по регулированию процесса извлечения нефти определяют добычу нефти, газа и воды, текущее пластовое давление и количество закачиваемых в пласт агентов. На основании расчетных данных выбирают наиболее эффективные варианты технологических схем и оценивают экономические показатели.

Теоретический уровень расчетов показателей разработки и степень учета особенностей геологического строения, физико-химических свойств коллекторов и насыщающих их жидкостей и газов могут быть различными в зависимости от объема и качества информации. Очевидно, что на начальном этапе освоения месторождения нецелесообразно применять сложные и весьма трудоемкие методы расчетов. В последующем по мере бурения скважин и увеличения объема информации имеет смысл учитывать особенности объекта разработки.

Содержание и последовательность расчетов остаются практически одинаковыми независимо от применяемых методов. Центральное место в них занимает обоснование динамики добычи по скважинам, элементу системы заводнения и в целом для объекта разработки. Зная характер изменения показателей разработки по одному элементу (скважине), подсчитывают суммарные показатели по мере ввода месторождения в разработку.

Основные этапы прогнозирования показателей заключаются в следующем. После выбора объекта разработки по данным промыслово-геофизических, гидродинамических исследований скважин и лабораторного изучения свойств коллекторов и жидкостей выбирают модель объекта и устанавливают ее параметры. На образцах пород или их моделях экспериментально исследуют процесс вытеснения нефти при различных технологических воздействиях на пласт. Выбирают варианты систем разработки и технологий извлечения нефти и для каждого из них устанавливают (задают) число добывающих и нагнетательных скважин, взаимное их расположение, темп и порядок их бурения и устанавливают динамику основных показателей. Затем показатели суммируют с учетом числа вводимых в эксплуатацию элементов (скважин).

Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений

С помощью этого метода рассчитывают дебиты рядов (батарей) при заданных забойных давлениях или определяют забойные давления при заданных дебитах. При этом используют различные модели пластов и процессов вытеснения нефти водой.

Метод основан на представлении сложного фильтрационного поля пласта между батареями нагнетательных и добывающих скважин с помощью простейших фильтрационных потоков. Анализируя результаты решений, определяют, что в пределах зоны вокруг скважины радиусом σ/π (σ — половина расстояния между двумя соседними скважинами в ряду) поток жидкости в пласте плоскорадиальный. Поток жидкости между линиями расположения скважин может быть прямолинейно-параллельным или плоскорадиальным, как показано на рис. IV.9.

Рассмотрим внутренние и внешние фильтрационные сопротивления рядов скважин. Под внутренним сопротивлением i -го ряда понимают общее фильтрационное сопротивление, возникающее при движении жидкости в пределах зон радиусом σ_i/π вокруг всех скважин этого ряда. Значение этого сопротивления

$$\omega_i = \frac{1}{n_i} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma_i}{\pi r_{ci}}, \quad (IV.27)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости; k — эффективная проницаемость при фильтрации нефти или воды; h — эффективная толщина пласта; r_{ci} — приведенный радиус скважин i -го ряда; n_i — число скважин в i -м ряду.

Под внешним фильтрационным сопротивлением i -го ряда понимают сопротивление, возникающее при движении жидкости в части пласта между предыдущим ($i-1$)

и рассматриваемым i рядами скважин. Внешнее фильтрационное сопротивление i -го ряда при параллельно-прямолинейном размещении батарей скважин

$$\Omega_i = \frac{\mu}{khA} L_i, \quad (IV.28)$$

где L_i — расстояние от предыдущего до рассматриваемого i -го ряда; $A = 2\sigma_i n_i$ — ширина полосы (длина ряда).

В случае расположения скважин по окружностям (круговая залежь):

$$\Omega_i = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{i-1}}{R_i}. \quad (IV.29)$$

Здесь R_{i-1} — радиус предыдущего ряда; R_i — радиус рассматриваемого ряда.

Рассмотрим простейший случай вытеснения нефти агентом, обладающим свойствами нефти (разноцветные жидкости), из однородного пласта по модели поршневого вытеснения (рис. IV.10).

С помощью электрической схемы (см. рис. IV.10, б) построим систему уравнений для определения неизвестных дебитов рядов скважин. Если забойные давления во всех скважинах каждого ряда одинаковые, то

$$Q_1 = n_1 q_1; \quad Q_2 = n_2 q_2; \quad Q_3 = n_3 q_3,$$

где Q_i — суммарный дебит i -го ряда скважин.

Из условия баланса закачки и отборов имеем

$$Q_n = Q_1 + Q_2 + Q_3.$$

Перепад забойных давлений между нагнетательным и первым рядами добывающих скважин

$$p_n - p_{c1} = Q_n (\omega_n + \Omega_1) + Q_1 \omega_1;$$

первым и вторым рядами добывающих скважин

$$p_1 - p_2 = -Q_1 \omega_1 + (Q_2 + Q_3) \Omega_2 + Q_2 \omega_2;$$

вторым и третьим рядами этих скважин

$$p_2 - p_3 = -Q_2 \omega_2 + Q_3 (\omega_3 + \Omega_3).$$

Для любого ряда добывающих скважин

$$p_{i-1} - p_i = Q_n \omega_n + \Omega_i \sum_{j=i}^N Q_j + Q_i \omega_i - Q_{i-1} \omega_{i-1}, \quad (IV.30)$$

где $i = 1, 2, \dots, N$, N — число рядов добывающих скважин.

При $i = 1$ значение $p_0 = \bar{p}_n = p_k$ ($\bar{p}_n$, p_k — давление соответственно на линии нагнетательного ряда или на контуре питания пласта).

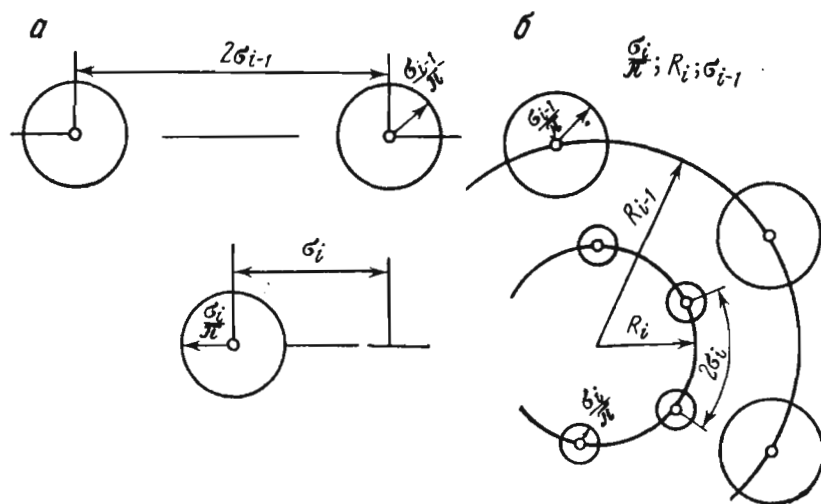


Рис. IV.9. Схема расположения зон внутренних и внешних сопротивлений рядов скважин.

Форма залежей: а — полосообразная; б — круговая

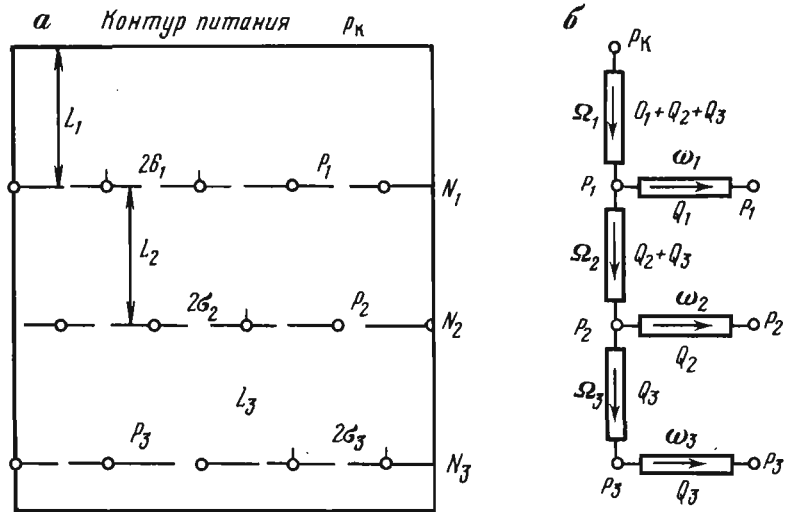


Рис. IV.10. Схема вытеснения нефти агентом:
а — расположение рядов скважин; б — эквивалентная электрическая схема рядов скважин

Расчеты по формуле (IV.30) показывают, что при одинаковых забойных давлениях в рядах скважин суммарный дебит первых двух рядов составляет более 90 % от общего дебита. Это свидетельствует о высокой степени экранирующего влияния рядов при водонапорном режиме. В реальных условиях это влияние проявляется в значительно меньшей степени.

По мере продвижения водонефтяного раздела период разработки залежи подразделяют на этапы — время продвижения фронта вытеснения от предыдущего ряда скважин до рассматриваемого. По теории поршневого вытеснения нефти из однородного пласта линия нагнетания переносится вслед за фронтом вытеснения. В реальных условиях зонально-неоднородных и послойно-неоднородных пластов обводнение скважин происходит по пропласткам неравномерно, что затрудняет перенос фронта нагнетания.

При вытеснении нефти агентом с отличными от нее свойствами дебиты рядов скважин зависят от положения фронта вытеснения и изменяются во времени. Это можно легко показать с помощью уравнения (IV.28). Если фронт вытеснения находится на расстоянии x_ϕ от нагнетательной батареи, то внешним фильтрационным сопротивлением первого ряда учитывается характер течения воды в зоне вытеснения с остаточной нефтью и течения нефти в части пласта ($L_i - x_\phi$):

$$\Omega_1(t) = \frac{\mu_B}{Ak\bar{k}_B h} x_\phi(t) + \frac{\mu_H}{Akh} (L_1 - x_\phi(t)), \quad (IV.31)$$

где $\bar{k}_B$ — относительная проницаемость породы для воды в зоне вытеснения.

При $\mu_H > \mu_B$ по мере увеличения x_ϕ сопротивление Ω_1 уменьшается, что обуславливает некоторое возрастание дебита рядов скважин.

Метод расчета на основе теории непоршневого вытеснения нефти Бэкли—Лeverетта

Теория непоршневого вытеснения нефти основана на зависимости проницаемости породы для движущихся фаз от насыщенности порового пространства той или иной фазой. На рис. IV.11 приведена диаграмма относительных фазовых проницаемостей (s_0 — водонасыщенность, при которой вода начинает двигаться в пласте, s_* — водонасыщенность, при которой нефть перестает двигаться).

Бэкли — Лeverетт ввели понятие

$$f(s) = \frac{v_B}{v_B + v_H} = \frac{\frac{k_B(s)}{\mu_B}}{\frac{k_B(s)}{\mu_B} + \frac{k_H(s)}{\mu_H}} = \frac{k_B(s)}{k_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H} k_H(s)}, \quad (IV.32)$$

которое является аналогом обводненности продукции скважин

$$B = \frac{q_B}{q_B + q_H}. \quad (IV.33)$$

Если $v(t) = v_B + v_H$, то скорость фильтрации воды находят из (IV.32):

$$v_B = f(s) v(t). \quad (IV.34)$$

Подставив (IV.34) в уравнение неразрывности потока воды в пласте, которое можно записать как

$$\frac{\partial v_B}{\partial x} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0, \quad (IV.35)$$

получим дифференциальное уравнение изменения водонасыщенности в поровом объеме пласта в следующем виде:

$$f'(s) \frac{\partial s}{\partial x} v(t) + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (IV.36)$$

Установим форму закона движения в пласте координаты точки с постоянной насыщенностью. Пусть $s = \text{const}$, тогда справедливо равенство

$$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{f'(s) v(t)}{m}. \quad (IV.37)$$

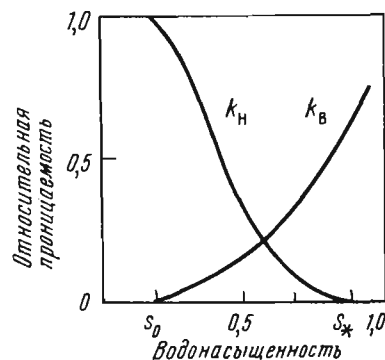


Рис. IV.11. Диаграмма фазовых проницаемостей:
 k_B ; k_H — кривые относительных проницаемостей для воды и нефти

Разделив переменные и проинтегрировав, получим

$$x_{s=\text{const}} = \frac{f'(s)}{m} V(t), \quad (\text{IV.38})$$

где $V(t) = \int_0^t v(t) dt$ — количество внедрившейся в пласт воды или общее количество отобранной нефти и воды.

С помощью уравнений (IV.32) — (IV.38) составим систему расчетных формул для определения показателей разработки при линейных системах заводнения и плоскорадиальной фильтрации. Основным недостаток этих расчетов связан с необходимостью использования кривых фазовых проницаемостей, которые строят по результатам сложных лабораторных исследований образцов пород. Получаемые в процессе таких экспериментов показатели двухфазного течения жидкостей не отражают в достаточной мере особенности строения продуктивного пласта во всем его объеме.

Метод прогнозирования, основанный на анализе промысловых данных

Разработанные к настоящему времени методики расчета показателей разработки по характеристикам вытеснения позволяют, основываясь на результатах предыдущей истории разработки, определять прогнозные показатели разработки месторождения. Эти методики называют эмпирическими, поскольку прогнозные данные устанавливают по фактическим. Точность расчетов зависит от длительности анализируемого периода по отношению ко всей истории разработки месторождения.

Простейший из них — метод экстраполяции фактических зависимостей во времени разработки. Некоторые из разработанных методик основаны на использовании соотношения теории совместной фильтрации нефти и воды. Изменением фильтрационных характеристик добиваются относительного совпа-

дения расчетных и фактических кривых, характеризующих динамику основных показателей разработки. Затем проводят прогнозный расчет на заданный период времени.

Рассмотрим эмпирическую методику прогнозирования показателей разработки, основанную на теоретической зависимости обводненности от нефтеотдачи, построенной по фактическим данным начального периода разработки месторождения.

Представим графически схему расчетных уравнений для определения основных показателей разработки, предполагая, что имеется зависимость текущей обводненности продукции всех скважин объекта от текущей нефтеотдачи. Считаем, что эта зависимость не изменится за прогнозный период. Представим текущую добычу нефти по объему в виде произведения добычи жидкости на $(1-B)$. Тогда текущую нефтеотдачу можно найти по формуле

$$\eta(t) = \frac{1}{G} \int_0^t q_{ж}(1-B) dt, \quad (\text{IV.39})$$

где G — запасы нефти.

Продифференцируем по времени и приведем (IV.39) к виду

$$\frac{d\eta}{1-B} = \frac{q_{ж}}{G}.$$

С учетом зависимости $B=B(\eta)$

$$\frac{d\eta}{1-B(\eta)} = \frac{q_{ж}}{G}.$$

Проинтегрируем обе части полученного равенства в соответствующих пределах, в результате получим

$$\int_0^\eta \frac{d\eta}{1-B(\eta)} = \frac{1}{G} \int_0^t q_{ж} dt. \quad (\text{IV.40})$$

Из (IV.40) определим текущую нефтеотдачу для заданного момента времени разработки, задавшись значением текущего отбора жидкости по объекту в целом. Затем по известной зависимости обводненности от нефтеотдачи найдем соответствующую обводненность на тот же момент времени. Добычу нефти определим по зависимости

$$q_n(t) = q_{ж}(1-B).$$

Покажем возможность использования модифицированных относительных проницаемостей для упрощенного прогнозирования показателей разработки. Из (IV.24) и (IV.25) следует, что модифицированные проницаемости для воды и нефти, а также модифицированная водонасыщенность зависят от проницаемо-

сти обводнившегося слоя в элементе слоисто-неоднородного пласта, параметров вероятностно-статистического распределения проницаемости, остаточной нефтенасыщенности и насыщенности пласта связанной водой. Следовательно, задаваясь значением k^* , можно определить s и соответствующие модифицированные проницаемости. Если принять, что s — средняя водонасыщенность, то текущую обводненность можно выразить в виде функции Бэкли—Левверетта

$$B = f(s) = \frac{k_B(s)}{k_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H} k_H(s)}. \quad (IV.41)$$

Чтобы замкнуть систему расчетных уравнений, необходимо получить связь текущей нефтеотдачи от средней водонасыщенности. К моменту времени разработки, когда средняя водонасыщенность пласта равна s , оставшиеся запасы нефти $G_{ост} = V_{пл}m(1-\bar{s})$, в то время как начальные запасы $G = V_{пл}m(1-s_{св})$. Очевидно, текущая нефтеотдача связана с текущей средней водонасыщенностью следующим образом:

$$\eta = \frac{G - G_{ост}}{G} = \frac{\bar{s} - s_{св}}{1 - s_{св}}. \quad (IV.42)$$

С помощью соотношений (IV.41) и (IV.42) с учетом модифицированных проницаемостей можно установить зависимость $B = B(\eta)$, а затем определить показатели разработки.

Расчеты при упругом режиме

Ввод в эксплуатацию одной или нескольких скважин вызывает понижение пластового давления. В условиях замкнуто-упругого режима, когда известен объем продуктивного пласта, средневзвешенное пластовое давление определяют с помощью дифференциального уравнения истощения упругого запаса

$$dp = - \frac{q_{ж}(t) - w(t)}{V_{п}\beta} dt. \quad (IV.43)$$

Интегрируя обе части уравнения (IV.43) в соответствующих пределах, получим

$$p(t) = p_{пл} - \frac{\int_0^t (q_{ж}(\tau) - w(\tau)) d\tau}{V_{п}\beta}. \quad (IV.44)$$

Здесь $w(t)$ — расход закачиваемой в пласт воды; $V_{п}$ — объем пласта, охваченный снижением давления; β — коэффициент упругоэластичности пласта; τ — время.

Установив динамику отбора и закачки жидкости в соответствии с проектом ввода в эксплуатацию добывающих и нагне-

тательных скважин, по формуле (IV.44) легко установить для различных моментов времени среднее пластовое давление. Примем, что вводятся только добывающие скважины, причем так, что суммарная добыча возрастает линейно, т. е. $q_{ж}(t) = \alpha t$. Тогда

$$p(t) = p_{пл} - \frac{\int_0^t \alpha \tau d\tau}{V_{п}\beta} = p_{пл} - \frac{\alpha}{2V_{п}\beta} t^2. \quad (IV.45)$$

В рассматриваемом частном случае пластовое давление снижается по параболе. Причем чем больше угловой коэффициент нарастания отбора жидкости и меньше объем пласта, тем быстрее снижается пластовое давление.

Если водоносная область продуктивного пласта обширная, понижение пластового давления находят по теории упругого режима решением задачи об определении давления в однородном бесконечном пласте при движении однородной жидкости, когда скважина конечного радиуса эксплуатируется с постоянной производительностью. Это решение можно записать в общем виде

$$p(\lambda, \tau) = p_{пл} - \frac{q_{ж}\mu}{2\pi kh} f(\lambda, \tau), \quad (IV.46)$$

где $\lambda = r/r_c$ — текущий радиус; r_c — радиус скважины; $\tau = \alpha t/r_c^2$ — безразмерное время (параметр Фурье).

При $r = r_c$, т. е. при $\lambda = 1$, получим, что на стенке эксплуатирующейся скважины давление изменяется только во времени по закону, формула которого имеет вид

$$p_k(\tau) = p_{к0} - \frac{q_{ж}\mu_B}{2\pi kh} f(1, \tau). \quad (IV.47)$$

Функция $f(\tau, \lambda)$ табулирована, но для упрощения расчетов можно воспользоваться аппроксимацией Ю. П. Желтова в виде

$$f(1, \tau) = 0,5 [1 - (1 + \tau)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + \tau). \quad (IV.48)$$

Во время решения нефтепромысловых задач залежь представляют в виде укрупненной скважины с радиусом, равным среднему радиусу эквивалентного по площади залежи круга. Производительность скважины равна суммарному дебиту жидкости из всех скважин. Тогда приток воды из законтурной области пласта будет равен количеству отбираемой жидкости из укрупненной скважины. Это позволяет применять уравнения (IV.46) и (IV.48).

При переменном дебите жидкости $q_{ж} = q_{ж}(t)$ используем принцип суперпозиции. В этом случае кривую изменения дебита во времени заменяют ступенчатой аппроксимацией. Если функция $q_{ж} = q_{ж}(t)$ известна, то в расчетах используют ин-

теграл Дюамеля. Тогда давление на начальном контуре нефтяной залежи

$$p_k(\tau) = p_{k0} - \frac{\mu v}{2\pi kh} \int_0^\tau \frac{\partial q_{ж}}{\partial \lambda} f(1, \tau - \lambda) \alpha \lambda. \quad (IV.49)$$

При пуске отдельных скважин в пределах залежи пластовое давление определяют по уравнению теории упругого режима, полученному В. Н. Щелкачевым:

$$p_{пл} - p(\tau; t) = -\frac{\mu q}{4\pi kh} \text{Ei} \left[-\frac{r^2}{4\kappa(t - \tau)} \right] \text{ при } t > \tau, \quad (IV.50)$$

где τ — время пуска скважины с постоянным дебитом ($q = \text{const}$); $-\text{Ei}(-z)$ — символ интегральной показательной функции (значение его определяют по справочникам).

Уравнение (IV.50) справедливо и для установления давления на стенке самой скважины. Для этого следует принять $r = r_c$:

$$p_{пл} - p_3(t) = -\frac{\mu q}{4\pi kh} \text{Ei} \left[-\frac{r_c^2}{4\kappa(t - \tau)} \right]. \quad (IV.51)$$

На практике часто используют логарифмическую аппроксимацию функции $-\text{Ei}(-z)$. Тогда в формуле (IV.51) считают $z \leq 0,3$.

$$p_{пл} - p_3(t) = \frac{\mu q}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa(t - \tau)}{r_c^2}. \quad (IV.52)$$

Уравнение (IV.52) широко применяют для интерпретации результатов наблюдений за изменением забойного давления во время остановки (пуска) скважин.

Влияние пуска в эксплуатацию многих скважин учитывают по принципу суперпозиции к уравнению (IV.51):

$$p_{пл} - p(r, t) = -\frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n q_j \text{Ei} \left[-\frac{r_j^2}{4\kappa(t - \tau_j)} \right], \quad (IV.53)$$

где τ_j — время пуска j -й скважины.

Во время пуска нагнетательной скважины дебит q_j принимают с отрицательным знаком.

В процессе пуска скважины с постоянным забойным давлением ($p_3 = \text{const}$) дебит уменьшается во времени в связи с понижением пластового давления. В случае замкнутого пласта радиусом R_k дебит определяют по формуле В. Н. Щелкачева:

$$q(t) = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_3)}{\mu \ln(R_k/r_c)} \times \frac{2}{\ln(R_k/r_c) - \frac{1}{2}} \frac{\kappa t}{R_k^2 - r_c^2} \text{ при } p_3 \geq p_{нас}. \quad (IV.54)$$

После несложных преобразований формула (IV.54) имеет вид

$$q(t) = q_0 e^{-\frac{q_0}{Q_{0y}} t},$$

где

$$q_0 = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_3)}{\mu \ln(R_k/r_c)}, \quad (IV.55)$$

$$Q_{0y} = \pi(R_k^2 - r_c^2) h \beta(p_{пл} - p_3) \left(1 - \frac{1}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} \right). \quad (IV.56)$$

Очевидно, при замкнуто-упругом режиме дебит скважины убывает по экспоненциальному закону. Показатель степени характеризуется отношением начального дебита q_0 к упругому запасу пласта, определенному по формуле (IV.56).

На протяжении упругой фазы при упруговодонапорном режиме изменение дебита скважины во времени устанавливают по формуле Э. Б. Чекалюка:

$$q(t) = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_3)}{\mu \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi \kappa t}{r_c^2}} \right)}. \quad (IV.57)$$

Изменение пластового давления или добычи нефти по объему в целом устанавливают с учетом влияния пуска в эксплуатацию отдельных скважин в процессе разработки залежи. Общая методика расчетов изложена ниже.

Определение показателей разработки при заводнении

Основная методика расчета показателей при заводнении разработана во ВНИИнефти. Алгоритмы и программы реализуются на современных ЭВМ по методикам ВНИИ-1 и ВНИИ-2. Особенность последней состоит в использовании обобщенной модели поршневого вытеснения нефти водой. Пласт принимают однородным, но обладающим преобразованными относительными проницаемостями для нефти и воды, получаемыми при вероятностно-статистической обработке исходных геолого-физических данных.

Для расчета показателей разработки нефтяных месторождений по такой методике необходима детальная информация о свойствах пласта и насыщающих его жидкостей и газа. Если объем информации ограничен, используют инженерные методики расчета, в которых для описания динамики добычи нефти применяют эмпирические зависимости.

Рассмотрим возможный вариант методики расчета показателей разработки месторождения с применением систем заводнения. Внедрение запроектированной системы заводнения сначала разработки предполагает поэлементное разбуривание объекта. Выделим характерный элемент, представляющий собой часть площади объекта разработки с определенным числом добывающих и нагнетательных скважин. Примем, что $\omega_3(\tau)$ — скорость ввода элементов системы заводнения в эксплуатацию, характеризующая число элементов, вводимых в единицу времени. Если число таких элементов составляет Δn_3 , а время $\Delta \tau$, то $\omega_3 = \Delta n_3 / \Delta \tau$. При этом вводится в разработку запас нефти, равный G_3 . Очевидно

$$\Delta G_3 = G_3 \omega_3 \Delta \tau. \quad (IV.58)$$

Темп отбора балансовых запасов нефти элемента системы заводнения

$$\bar{z}_3 = q_{н3} / G_3. \quad (IV.59)$$

Значение его изменяется во времени. Если к моменту t времени разработки месторождения было введено Δn_3 элементов за время $\Delta \tau$, то приращение добычи нефти к этому же моменту

$$\Delta q_n = \Delta G_3 \bar{z}_3 (t - \tau) = G_3 (\Delta n_3 / \Delta \tau) \bar{z}_3 (t - \tau) \Delta \tau. \quad (IV.60)$$

При $\Delta \tau \rightarrow 0$

$$dq_n = G_3 \omega_3(\tau) \bar{z}_3 (t - \tau) d\tau. \quad (IV.61)$$

Интегрируя обе части уравнения от $\tau=0$ до $\tau=t$, запишем формулу для определения добычи нефти в момент времени t :

$$q_n(t) = G_3 \int_0^t \omega_3(\tau) \bar{z}_3 (t - \tau) d\tau. \quad (IV.62)$$

Для выявления некоторых закономерностей в период ввода объекта разработки рассмотрим пример. Допустим, что темп отбора балансовых запасов элемента системы разработки изменяется во времени по закону, формула которого имеет вид¹

$$\bar{z} = \bar{z}_0 e^{-at}, \quad (IV.63)$$

где a — постоянный коэффициент.

¹ Формулу закона устанавливают при математическом моделировании процесса извлечения нефти. В частности, можно использовать модель Бэкли — Леверетта.

При $t=0$ значение $z=z_0$, а при $t \rightarrow \infty$ $z \rightarrow 0$, что соответствует реальному характеру изменения добычи нефти по скважинам, пущенным в работу с максимальным начальным дебитом. Для определения показателя экспоненты проинтегрируем (IV.63). Тогда

$$\int_0^t \bar{z} dt = \frac{\bar{z}_0}{a} (1 - e^{-at}). \quad (IV.64)$$

Левая часть равенства (IV.64) характеризует текущую нефтеотдачу η к моменту времени t :

$$\eta(t) = \frac{\bar{z}_0}{a} (1 - e^{-at}). \quad (IV.65)$$

При $t=0$ нефтеотдача $\eta=0$, а при $t \rightarrow \infty$ значение $\eta_\infty = \bar{z}_0/a$. Необходимо установить η_∞ . Для этого представим текущую нефтеотдачу в следующем виде:

$$\eta(t) = \eta_1 \eta_2 \eta_3(t), \quad (IV.66)$$

где η_1 ; η_2 ; η_3 — коэффициенты соответственно вытеснения, охвата объема продуктивного пласта системой разработки; использования подвижных запасов.

При $t=0$ значение $\eta_3=0$, а при $t \rightarrow \infty$ $\eta_3=1$.

Коэффициент вытеснения — отношение количества нефти, вытесненной из образца породы в условиях, соответствующих принятой технологии извлечения нефти, к первоначальному количеству нефти в образце. Этот параметр отражает эффективность запроектированной технологии воздействия на пласт и устанавливается по результатам лабораторных исследований.

Коэффициент охвата пласта численно равен отношению запаса нефти в пределах выделенного объекта, вовлеченного в процесс разработки сеткой добывающих и нагнетательных скважин при установленных режимах их работы, к первоначальному запасу нефти в объекте. Значение его зависит от числа скважин объекта разработки, неоднородности строения пласта и распределения запасов в его объеме, а также от взаимного расположения скважин на площади.

Для оценки коэффициента охвата можно воспользоваться формулой, предложенной В. Н. Щелкачевым:

$$\eta_2 = e^{-\alpha/S_c}, \quad (IV.67)$$

где α — некоторый коэффициент, интегрально учитывающий все факторы, влияющие на охват пласта процессом разработки; S_c — плотность сетки скважин. Оценить α можно по промысловым данным пробной эксплуатации элементов системы разработки с применением принятой технологии извлечения нефти.

Таким образом, коэффициент нефтеотдачи (нефтеотдача к концу срока разработки) можно определить по формуле

$$\eta_k = \eta_1 \eta_2 \eta_3 = \eta_n \eta_3, \quad (IV.68)$$

где $\eta_n = \eta_1 e^{-\alpha/S_c}$.

При $t \rightarrow \infty$

$$\eta_\infty = \eta_n. \quad (IV.69)$$

Следовательно, наряду с извлекаемым запасом нефти появляется необходимость ввести понятие подвижного запаса. Это количество нефти, добываемое из пласта при заданных технологии воздействия и системе разработки, но при бесконечно долгом процессе извлечения. По определению

$$G_n = G \eta_n. \quad (IV.70)$$

Подставляя (IV.69) в (IV.70) при $t \rightarrow \infty$, получим

$$a = \bar{z}_0 / \eta_n. \quad (IV.71)$$

Тогда формула (IV.63) примет вид

$$\bar{z} = \bar{z}_0 e^{-\bar{z}_0 t / \eta_n}. \quad (IV.72)$$

Текущую нефтеотдачу можно, очевидно, определить из выражения

$$\eta(t) = \eta_n (1 - e^{-\bar{z}_0 t / \eta_n}). \quad (IV.73)$$

Из (IV.73) следует, что для принятого закона изменения темпа отбора балансовых запасов нефти коэффициент использования подвижных запасов

$$\eta_3(t) = 1 - e^{-\bar{z}_0 t / \eta_n}. \quad (IV.74)$$

К концу срока разработки при $t = t_k$

$$\eta_3 = 1 - e^{-\bar{z}_0 t_k / \eta_n}. \quad (IV.75)$$

При равномерном вводе элементов системы разработки в эксплуатацию ($\omega_3 = \text{const}$) текущую добычу нефти определяют по (IV.62) после подстановки (IV.63) с учетом (IV.71):

$$q_n = G_3 \omega_3 \bar{z}_0 \int_0^t e^{-\bar{z}_0 (t-\tau) / \eta_n} d\tau. \quad (IV.76)$$

После интегрирования и несложных преобразований получим выражение для определения добычи нефти в виде

$$q_n = G_n / t_6 (1 - e^{-q_{n03} t / G_{n3}}), \quad (IV.77)$$

где G_n — подвижный запас нефти по объекту в целом; t_6 — время ввода объекта в разработку; q_{n03} — начальный дебит по скважинам элемента; G_{n3} — подвижный запас нефти по элементу.

Из (IV.77) видно, что при равномерном вводе элементов системы разработки добыча нефти возрастает непрерывно по экспоненциальному закону и при $t = t_6$ достигает максимального значения:

$$q_{n \max} = G_n / t_6 (1 - e^{-q_{n03} t_6 / G_{n3}}). \quad (IV.78)$$

Формула (IV.77) справедлива, если $0 \leq t \leq t_6$. Чтобы получить закон изменения текущей добычи нефти для любого момента времени, необходимо условно считать, что при $t > t_6$ из эксплуатации выключаются элементы со скоростью $-\omega_3$. На основе (IV.62) получим

$$q_n = G_n / t_6 (e^{-q_{n03} (t-t_6) / G_{n3}} - e^{-q_{n03} t / G_{n3}}). \quad (IV.79)$$

Из (IV.79) видно, что при $t \rightarrow \infty$ значение $q_n \rightarrow 0$.

Соотношения (IV.73) — (IV.79) справедливы только при принятых законе изменения темпа отбора запасов нефти и скорости ввода объекта в разработку. Поэтому можно сделать вывод о том, что для прогнозирования добычи нефти из месторождения в целом необходимо знать закон изменения добычи нефти по одному элементу системы разработки, запасы в нем и скорости ввода остальных элементов в эксплуатацию. На характер изменения добычи нефти по месторождению существенно влияет начальная добыча по элементу. Чем выше начальный темп отбора запасов, тем с большей интенсивностью нарастает добыча и соответственно уменьшается после достижения максимума. Поэтому необходимо регулировать процесс разработки с тем, чтобы геолого-технические мероприятия по увеличению производительности скважин осуществлять параллельно с работами по увеличению подвижных запасов.

Структурное представление текущей нефтеотдачи в виде произведения некоторых коэффициентов позволяет наметить основные пути регулирования процесса извлечения нефти из пласта. При заданной технологии, по которой предполагается определенный метод воздействия на пласт либо путем нагнетания воды, либо с применением заводнения в сочетании с физико-химическим воздействием, для повышения нефтеотдачи можно рассматривать различные операции в пределах принятой системы разработки или мероприятия, приводящие к изменению этой системы. В первом случае предполагается проведение работ по изменению режимов эксплуатации действующих скважин, перенесению интервалов вскрытия пласта в пределах объекта, переходу на другие способы эксплуатации скважин. Во

втором случае бурят дополнительные скважины, переводят добывающие скважины в разряд нагнетательных, устанавливают повышенное давление нагнетания.

Метод расчета при режиме растворенного газа

Метод расчета показателей разработки при режиме растворенного газа базируется на составлении уравнения материального баланса. Данные определяют для одного элемента при равномерной расстановке скважин на площади.

В последующем суммируют работу вводимых в разработку элементов.

Для небольших интервалов снижения давления на контуре расчетного элемента, исходя из материального баланса, можно получить следующее уравнение:

$$S_{ki+1} = \frac{\frac{[\tilde{r} - R(p_{ki})]}{b_n(p_{ki})} S_{ki} - (1 - S_{ki}) p_{ki} + p_{ki+1}}{\frac{\tilde{r} - R(p_{ki+1})}{b_n(p_{ki+1})} + p_{ki+1}}, \quad (IV.80)$$

где $\tilde{r}$ — средний газовый фактор

$$\tilde{r} = \psi(S_{ki}) \frac{\mu_n(\tilde{p}_k)}{\mu_r(\tilde{p}_k)} b_n(\tilde{p}_k) \tilde{p}_k / p_{ат} + R(\tilde{p}_k); \quad (IV.81)$$

$R(\tilde{p}_{ki})$, $b_n(p_{ki})$ — объем растворенного газа в нефти и объемный коэффициент нефти при давлении p_{ki} ; $\psi(S_{ki}) = k_r(S_{ki})/k_n(S_{ki})$ — отношение фазовых проницаемостей для газа k_r и нефти k_n .

Расчеты проводят для удельного нефтенасыщенного порового объема пласта, приходящегося на одну действующую скважину:

$$\Omega_n = \frac{F h_{эф} m (1 - s_{св})}{n}. \quad (IV.82)$$

Здесь F — площадь залежи; $h_{эф}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; m — пористость; $s_{св}$ — насыщенность породы, связанной водой; n — число скважин.

Радиус разрабатываемого одной скважиной условного элемента площади залежи

$$R_k = \sqrt{\frac{\Omega_n}{\pi h_{эф}}}. \quad (IV.83)$$

Текущая добыча нефти по скважине изменяется во времени и подсчитывается по формуле Л. С. Лейбензона:

$$q_n(t) = \alpha e^{-\beta t}. \quad (IV.84)$$

Постоянные коэффициенты определим при следующих условиях. Если $t=0$, дебит нефти равен начальному q_0 , т. е. при давлении в пласте, равном давлению насыщения нефти газом.

Суммарную добычу нефти за время t определим путем интегрирования (IV.84) в соответствующих пределах:

$$Q_n(t) = \frac{q_0}{\beta} (1 - e^{-\beta t}). \quad (IV.85)$$

При $t \rightarrow \infty$ из скважины будет извлечено предельное количество нефти Q_0 , определяемое конечной нефтенасыщенностью, когда режим растворенного газа переходит в гравитационный. Если Q_0 — извлекаемые запасы нефти при данном режиме, формула дебита нефти имеет вид:

$$q_n(t) = q_0 e^{-\frac{q_0}{Q_0} t}. \quad (IV.86)$$

Полученная формула аналогична (IV.54), использованной при расчете изменения добычи нефти в процессе разработки в условиях заводнения. Поэтому для определения добычи нефти в целом по залежи в различные стадии разработки можно использовать полученные ранее зависимости.

Балансовое уравнение истощения удельного нефтенасыщенного объема или всей залежи можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} \frac{s_k(p_k)}{b_n(p_k)} &= \frac{s_k(p_{нас})}{b_n(p_{нас})} - \frac{1}{\Omega_n} \int_0^t q_0 e^{-\frac{q_0}{Q_0} t} dt = \\ &= \frac{s_k(p_{нас})}{b_n(p_{нас})} - \frac{Q_0}{\Omega_n} \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} t}\right). \end{aligned} \quad (IV.87)$$

Для данного момента времени устанавливают накопленную добычу нефти и находят соответствующую ей насыщенность. По формуле (IV.87) можно определить соответствующее давление, а затем и газовый фактор.

При вытеснении газированной нефти водой вычисления существенно осложняются тем, что необходимо знать время перехода каждого ряда скважин (или отдельных скважин) на напорный режим. Для этого проводят расчеты для каждого ряда по различным методикам.

В упрощенной постановке задачу решают с помощью фиктивной вязкости газированной нефти. Этим учитывают повышенное фильтрационное сопротивление во время движения газированной нефти по сравнению с однородной нефтью.

При высокой нефтенасыщенности ($s_k \geq 0,95$) фиктивную вязкость определяют из соотношения

$$\mu_\phi = \frac{\mu_n(p_{нас})}{\alpha}, \quad (IV.88)$$

где $\alpha = 0,944 - 21,43 \xi_r$;

$$\xi_r = \frac{\mu_r}{\mu_n} \lambda. \quad (IV.89)$$

Здесь

$$\lambda = \frac{R(p_{\text{нас}})}{p_{\text{нас}}}.$$

Для определения дебитов рядов скважин используют схему эквивалентных фильтрационных сопротивлений.

§ 8. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основной принцип разработки нефтяных месторождений в СССР заключается в следующем: каждое нефтяное месторождение разрабатывают таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране, определяемая государственным планом, при возможно более полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

Реализация основного принципа разработки нефтяных месторождений предполагает соблюдение важнейшего условия: плановая добыча нефти должна быть получена при наименьших народнохозяйственных затратах.

В процессе проектирования разработки нефтяного месторождения рассматривают множество вариантов, отличающихся технологией извлечения нефти из недр и системами разработки. Из всех вариантов при примерно равных экономических показателях выбирают вариант, характеризующийся наибольшей нефтеотдачей. И наоборот, из вариантов, обеспечивающих достижение одинаковой нефтеотдачи, в качестве оптимального выбирают вариант с лучшими экономическими показателями.

В нашей стране установлены единый порядок составления проектных документов по разработке нефтяных месторождений и единые требования к их основному содержанию. Принята следующая номенклатура проектных документов:

- принципиальная схема разработки;
- технологическая схема разработки;
- проект разработки;
- уточненный проект разработки;
- технологическая схема или проект опытной промышленной разработки.

В принципиальной и технологической схемах, составляемых для месторождений, содержащих несколько объектов или самостоятельных площадей разработки, отражают объекты и системы разработки, технологию извлечения нефти из недр, мак-

симальный уровень добычи нефти и сроки ввода месторождения. По результатам гидродинамических и экономических расчетов устанавливают основные технико-экономические показатели по вариантам разработки, оценивают текущую нефтеотдачу и обводненность продукции скважин, общие и удельные капитальные вложения, себестоимость, приведенные затраты и другие показатели.

В проекте разработки, составляемом вслед за технологической схемой, с учетом накопленного опыта уточняют исходные данные для расчета показателей, окончательно решают вопрос о технологии и системе разработки выделенных объектов, способах эксплуатации скважин на различных этапах, о сборе, подготовке и транспорте продукции скважин. Кроме того, определяются мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Проект разработки — окончательный документ, на основе которого составляют проект обустройства месторождения и проводят все работы по обеспечению добычи нефти на месторождении.

Технологическая схема или проект опытно-промышленных работ по испытанию новой технологии извлечения нефти из недр содержит дополнительно результаты лабораторных и теоретических исследований, а также результаты гидродинамических расчетов показателей разработки. Техничко-экономический анализ полученных результатов характеризует эффективность предлагаемой технологии по сравнению с традиционными методами разработки.

Уточненный проект разработки составляют по необходимости в случае существенного отличия фактических показателей от расчетных. В этом документе большое внимание уделяют анализу причин расхождения проектных и фактических показателей, уточняют исходные данные и приводят технико-экономические результаты.

Проектные документы составляют на основе заданий на проектирование силами научно-исследовательских и проектных институтов нефтяной промышленности. При этом руководствуются законами СССР и союзных республик, решениями Советского правительства, приказами Министерства нефтяной промышленности, ГОСТами, ОСТами, инструкциями, методиками и нормативами.

Содержание проектных документов определяют соответствующим руководящим документом (РД). В каждом проекте или технологической схеме обосновывают работы по проектированию и общие географические и геологические сведения о месторождении, приводят геолого-физическую характеристику месторождения (на основании результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторного изучения кернового материала и проб нефти, воды и

газа получают параметры, характеризующие коллекторские свойства пласта и физико-химические характеристики пластовой жидкости). Эти параметры используют в качестве исходных данных для подсчета запаса углеводородов и других полезных ископаемых, построения модели пласта и процесса извлечения из недр нефти, воды и газа.

Перечень и объем сведений регламентируют. Большое внимание уделяют данным о неоднородности распределения параметров пласта по площади и разрезу.

В результате комплексного изучения месторождения, с учетом опыта разработки аналогичных месторождений, намечают различные варианты системы разработки и технологии воздействия на пласт. Анализируя полученные в результате расчетов технико-экономические показатели, выделяют вариант, наиболее полно отвечающий основному принципу разработки, и рекомендуют его к внедрению. Для сравнения приводят данные расчетов по базовому варианту.

За базовый принимают вариант разработки методом, которым пользовались ранее на аналогичных месторождениях, или вариант, принятый ранее для данного месторождения.

К экономическим показателям разработки относятся:

- капитальные вложения;
- удельные капитальные вложения на добычу 1 т нефти;
- текущие затраты без учета затрат на амортизацию основных производственных фондов;
- эксплуатационные затраты, включающие затраты на амортизацию основных фондов;
- себестоимость продукции;
- прибыль;
- экономический эффект.

Капитальные вложения — затраты на создание новых, реконструкцию и расширение основных производственных фондов (строительство скважин, объектов сбора, подготовки и транспорта продукции, объектов по очистке технологической воды и средств по ее закачке в пласты, электроснабжению, автоматизации производственных процессов добычи и транспорта нефти и др.). Эти вложения на 60—70 % определяются стоимостью строительства скважин. Поэтому приблизительно их оценивают по стоимости одной скважины с учетом коэффициента пропорциональности стоимости основных фондов и стоимости всех скважин. В проектах разработки капитальные вложения определяют по затратам на отдельные виды оборудования и затратам на строительно-монтажные работы, а также по нормативам капитальных вложений, принятым в отрасли.

Удельные капитальные вложения — отношение накопленных капитальных вложений к годовой добыче нефти. Различают удельные капитальные вложения на 1 т новой мощности, равные частному от деления капитальных вложений за

некоторый период времени к расчетной добыче нефти из новых скважин за этот же период времени.

Текущие затраты определяются в основном числом скважин и зависят от объема текущей добычи нефти, воды и газа. От уровня добычи зависят затраты энергии на механизированную добычу, транспорт и первичную подготовку нефти. Сюда же входят затраты на эксплуатацию системы воздействия на пласт.

Эксплуатационные затраты — сумма затрат на амортизацию основных производственных фондов и текущих затрат.

Себестоимость добычи нефти — отношение эксплуатационных затрат к добыче нефти.

Приведенные затраты формируются из себестоимости добычи нефти и удельных капитальных вложений в виде

$$S_{\text{пр}} = C_n + EK, \quad (\text{IV.90})$$

где $S_{\text{пр}}$ — приведенные затраты, руб/т; C_n — себестоимость нефти, руб/т; E — нормативный коэффициент, руб/т; K — удельные капитальные вложения, руб/т.

Для сопоставления вариантов технологических схем разработки используют показатель годового экономического эффекта

$$\mathcal{E} = (S_{\text{пр1}} - S_{\text{пр2}}) A_2, \quad (\text{IV.91})$$

где $\mathcal{E}$ — годовой экономический эффект, руб.; $S_{\text{пр1}}$, $S_{\text{пр2}}$ — приведенные затраты на единицу продукции, произведенные по базовой и рассматриваемой схем и по технологии разработки, руб.; A_2 — годовой объем добычи нефти, т.

Производительность труда — годовой объем добычи нефти или газа, приходящийся на единицу промышленно-производственного персонала, или стоимость валовой продукции на единицу промышленно-производственного персонала в единицу времени.

Валовая продукция нефтегазодобывающего предприятия определяется в денежном выражении произведением отпускной цены на нефть или газ на количество ее в единицу времени плюс стоимость прочих услуг.

Прибыль равна разнице между стоимостью сданной в единицу времени продукции и эксплуатационными затратами.

Используют и другие показатели, характеризующие эффективность деятельности предприятия. Определение комплекса экономических показателей регламентируется соответствующими инструкциями и методическими указаниями, принимаемыми в нефтяной и газовой отрасли.

§ 1. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЕОТДАЧУ

В зависимости от причин, вызывающих низкую нефтеотдачу большинства коллекторов, отметим следующие виды остаточной нефти:

а) нефть в пропластках и линзах пород, не вскрытых скважинами;

б) нефть, оставшаяся в зоне проникновения вытесняющих агентов (нагнетаемой и пластовой воды или газа), слабо промытых и совсем не тронутых целиках и участках различного размера, не охваченных воздействием вследствие неоднородного строения и состава пород и неравномерного продвижения фронта вытеснения;

в) пленочная и капиллярно-удержанная нефть, оставшаяся позади фронта вытеснения в капиллярных каналах.

Зависимость нефтеотдачи η от свойств пластовых систем и условий вытеснения нефти в общем виде можно представить следующим образом:

$$\eta = \eta_{\text{вскр}} \eta_{\text{охв}} \eta_{\text{выт}}, \quad (\text{V.1})$$

где $\eta_{\text{вскр}}$ — коэффициент, учитывающий долю объема продуктивных пластов, вскрытых скважинами; $\eta_{\text{охв}}$ — коэффициент, учитывающий полноту охвата пластов воздействием рабочим агентом в зоне его продвижения; $\eta_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения, определяемый экспериментальным путем по результатам вытеснения нефти из образцов породы (кернов) или модельных пористых сред в лаборатории теми же рабочими агентами, которые действуют в залежи.

$$\eta_{\text{вскр}} = V_{\text{вскр}} / V_{\text{зал}}. \quad (\text{V.2})$$

Здесь $V_{\text{вскр}}$ — объем нефтенасыщенных пластов, вскрытых скважинами и соединенных с ними; $V_{\text{зал}}$ — весь нефтенасыщенный объем залежи.

$$\eta_{\text{охв}} = V / V_{\text{возд}}, \quad (\text{V.3})$$

где V — фактический объем участков залежи, подвергнувшихся воздействию рабочим агентом; $V_{\text{возд}}$ — полный объем нефтена-

сыщенных участков залежи, подвергнутых воздействию рабочими агентами.

$$\eta_{\text{выт}} = V_{\text{н}} - V_{\text{выт}} / V_{\text{н}}, \quad (\text{V.4})$$

где $V_{\text{выт}}$ — объем остаточной пленочной и капиллярно-удержанной нефти в образце пористой среды (после полного удаления рабочим агентом извлекаемой части нефти); $V_{\text{н}}$ — начальный объем нефти в образце породы.

Для получения достоверных данных при моделировании процесса должны быть соблюдены условия подобия модели реальному пласту (гидродинамическое, геометрическое, физико-химическое подобие и т. д.). Фактически модель всегда сильно отличается по своей геометрии, размерам и другим свойствам от реального пласта. Поэтому в лабораторных условиях возможно моделирование процессов вытеснения нефти лишь с соблюдением приближенных условий подобия. При этом следует уделять особое внимание подобию физических и физико-химических параметров модели и натуры, а также гидродинамических условий вытеснения, так как коэффициент вытеснения $\eta_{\text{выт}}$ зависит в основном от этих характеристик процесса.

Подобие условий проведения опытов натурным означает равенство в модели и в натуре безразмерных комплексов, составленных из величин, определяющих результаты процесса. Во время моделирования вытеснения для оценки $\eta_{\text{выт}}$ приближенное подобие физических, физико-химических и гидродинамических условий этого процесса соблюдается при равенстве в модели и в натуре безразмерных критериев:

$$[\pi_1]_{\text{нат}} = [\pi_1]_{\text{мод}} = \frac{p_{\text{к}}}{\Delta p} = \frac{\sigma \cos \theta}{\Delta p \sqrt{k/m}}; \quad (\text{V.5})$$

$$[\pi_2]_{\text{нат}} = [\pi_2]_{\text{мод}} = \frac{\sigma}{k |\text{grad } p|} = \frac{\sigma}{k |\Delta p / \Delta L|}, \quad (\text{V.6})$$

где $p_{\text{к}}$ — осредненное капиллярное давление, развиваемое в порах менисками на границе нефти с вытесняющим агентом; Δp — перепад давления на моделируемом участке длиной ΔL пористой среды; θ — угол избирательного смачивания; m — пористость; k — проницаемость; σ — поверхностное натяжение нефти на границе с вытесняющим агентом.

В реальных условиях величина π_1 мала, так как значение Δp (например, Δp между нагнетательным и эксплуатационным рядами) значительно превышает $p_{\text{к}}$. Следовательно, при использовании естественных кернов и пластовых жидкостей для достижения пластовых значений π_1 в модели необходимы очень высокие депрессии Δp . Но это не допускается условием (V.6), по которому модели (при работе с естественными кернами и нефтью), как и в натуре, должны быть соблюдены одинаковые градиенты давлений $\Delta p / \Delta L$, которые в реальных условиях, как

правило, невелики. Поэтому реализовать в модели одновременно пластовые значения π_1 и π_2 затруднительно. Как уже было упомянуто, это можно преодолеть путем постановки опытов в условиях приближенного подобия. Установлено, что изменение π_1 интенсивно влияет на результаты вытеснения нефти лишь до определенного значения этого критерия. Такое его свойство используют для установления приближенных условий подобия. В опытах по вытеснению нефти водой и газом обычно не соблюдают пластовых значений π_1 и π_2 , а ограничиваются теми же значениями, при которых интенсивность изменения нефтеотдачи незначительна. По данным Д. А. Эфроса и В. П. Оноприенко, приближенные условия подобия при вытеснении нефти водой соблюдаются при $\pi_1 \leq 0,6$ и $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$.

Следует учитывать, что если нарушаются упомянутые условия, то получаемые результаты не будут приближаться к пластовым. Допустим, опыт поставлен для достижения реальных скоростей вытеснения нефти водой на керне незначительной длины при $\Delta p \leq p_k$ и $\pi_1 \approx 1$. Тогда будет воспроизводиться процесс капиллярного впитывания воды в керн, а не процесс вытеснения нефти из пористой среды водой под влиянием внешнего давления, как в пласте. В реальном пласте капиллярные силы лишь накладываются на внешние, действующие в нем, и не являются источником главных сил, под влиянием которых фильтруются жидкости и газы. С целью приближения π_1 и π_2 к допустимым значениям увеличивают длину модели пласта (используют составные пористые среды из шлифованных друг к другу кусочков керна, искусственные пористые среды и т. д.).

Коэффициент вытеснения $\eta_{\text{выт}}$ в естественных условиях редко превышает 0,6—0,7. Незначительная проницаемость пород, высокое соотношение вязкости нефти и воды ($\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}$), глинистость пород, широкий диапазон изменения пор по размерам, шероховатость поверхности зерен минералов (полимиктовые породы), высокое содержание асфальтенов и смол в нефти способствуют снижению значений $\eta_{\text{выт}}$. Низкие значения поверхностного натяжения нефти на границе с водой, высокие моющие свойства вод способствуют повышению нефтеотдачи. Вода лучше вытесняет нефть из породы, чем газ.

Коэффициенты $\eta_{\text{охв}}$ и $\eta_{\text{вскр}}$ определяют обычно по результатам бурения скважин, геологическими методами анализа строения пластов с широким привлечением геофизических исследований разрезов скважин, а также по результатам разработки залежи. Очевидно, что значения этих коэффициентов определяются сложностью строения залежи, степенью и характером неоднородности коллекторских свойств пород, числом пробуренных скважин, схемой их расстановки, плотностью сетки скважин, режимом и схемой разработки залежи.

Коэффициент охвата $\eta_{\text{охв}}$ зависит также от соотношения вязкостей нефти и воды μ_0 , физико-химических свойств пластовых жидкостей; темпов их отбора из пласта. Считается, что в неоднородных пластах с увеличением скоростей отбора (что достигается за счет повышения градиентов давлений) коэффициент охвата пласта воздействием возрастает вследствие включения в разработку малопроницаемых пропластков, из которых при малых депрессиях давления не было притока нефти. Возрастает в этом случае также интенсивность перетоков нефти из малопроницаемых пластов в высокопроницаемые. С увеличением давления нагнетания часто возрастает число участков пласта, принимающих воду.

Промысловый опыт показывает, что с увеличением темпов отбора жидкости из пласта возрастают коэффициент использования запасов прежде всего за счет увеличения коэффициента $\eta_{\text{охв}}$ и коэффициент вытеснения $\eta_{\text{выт}}$. Однако, по данным «Гипровостокнефти», при высокой проницаемости пластов сравнительно однородного строения в процессе вытеснения нефти высокоминерализованными водами нефтеотдача мало зависит от темпов отбора жидкости. Считается также, что в случае сильнотрещиноватых пород с высокой проницаемостью трещин и при незначительных скоростях продвижения водонефтяного контакта в процессе капиллярного впитывания воды из трещин в блоки вытесняется больше нефти, чем при высоких скоростях нагнетания воды.

Плотность сетки скважин в случае сложно построенных залежей с высокой степенью неоднородности и коллекторских свойств определяется коэффициентами $\eta_{\text{охв}}$ и $\eta_{\text{вскр}}$. В таких залежах ее уменьшают до 4—6 га на 1 скважину (т. е. расстояние между ними снижается до 200—300 м) для охвата и вскрытия основных продуктивных линз и пропластков, что сопровождается увеличением расходов. Поэтому этот параметр выбирают на основе геологического, гидродинамического и технико-экономического анализа нескольких вариантов разработки. При этом первостепенное значение приобретает ранняя диагностика характеристик и строения неоднородного пласта.

Нефтеотдача также зависит и от ряда других факторов — от температуры в залежи, качества вскрытия пласта, от начальной нефтеводогазонасыщенности пор пласта, от степени и характера механических изменений порового пространства коллекторов под влиянием возрастающего (по мере падения пластового давления) эффективного напряжения и т. д. Следовательно, проблема кардинального повышения нефтеотдачи пластов — комплексная: она может быть решена с учетом всех основных факторов, формирующих нефтеотдачу в данной конкретной залежи с таким расчетом, чтобы принимаемые меры приводили к повышению коэффициентов $\eta_{\text{охв}}$, $\eta_{\text{вскр}}$, $\eta_{\text{выт}}$. При этом выбор основных направлений разработки, видов и средств

воздействия на залежь должен базироваться на результатах раннего прогнозирования ожидаемых значений упомянутых коэффициентов при разных системах разработки.

При выборе методов повышения нефтеотдачи следует исходить из учета основных видов остаточной нефти, формированию которых способствуют геологические условия конкретной залежи и принимаемая для внедрения система разработки. Можно предполагать, что в большинстве залежей нефти со средними и хорошими коллекторскими свойствами ($k \geq 0,2$ — $0,3$ мкм², $m \geq 14$ — 15%) и при соотношении вязкости нефти и воды $\mu_0 \leq 10$ к основным причинам низкой нефтеотдачи относятся факторы, связанные с низким охватом пласта воздействием вытесняющими агентами ($\eta_{охв}$, $\eta_{вскр}$). Основная остаточная нефть находится в микро- и макроцеликах; непромытых тупиковых зонах; в областях, экранированных непроницаемыми границами; в пропластках, линзах и участках пласта, не вскрытых скважинами. Коэффициент же вытеснения нефти $\eta_{выт}$ в этих залежах собственными пластовыми водами достигает 0,65—0,7, т. е. физико-химические, нефтевытесняющие свойства собственных пластовых вод весьма высоки и капиллярно-удержанная и пленочная нефть в большинстве случаев не основные виды остаточной нефти. Как будет показано ниже, значительная часть разрабатываемых методов повышения нефтеотдачи направлена в основном на увеличение коэффициента вытеснения $\eta_{выт}$ и в меньшей степени решает задачу повышения коэффициентов охвата пластов воздействием. Поэтому важнейшая проблема нефтедобывающей промышленности заключается в разработке методик ранней (до бурения основной части фонда скважин) диагностики подробного строения коллекторов, видов и характера их неоднородности с тем, чтобы меньшим фондом скважин охватить изолированные пропластки и линзы и принять другие меры, позволяющие увеличить охват залежи воздействием. Для этого необходимо совершенствовать теорию и практику раннего изучения строения пластов методами гидропрослушивания, развивать геологические и геофизические методы изучения вещественного состава и строения залежей на ранней стадии их разработки.

§ 2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Пути повышения эффективности заводнения

Заводнение как средство поддержания пластового давления и искусственного воспроизведения наиболее благоприятного с точки зрения нефтеотдачи водонапорного режима вытеснения широко применяют на месторождениях нашей страны. Оно позволило значительно повысить нефтеотдачу залежей (по сравнению с режимом растворенного газа). Но в настоящее время

обычное заводнение практически уже исчерпало свои возможности и для повышения его эффективности разрабатываются новые, более совершенные его виды. Теоретические изыскания основаны на поиске и обосновании в каждом конкретном случае наиболее эффективных регулируемых параметров процесса заводнения. К ним относятся: скорость (давление) нагнетания воды залежь, поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, ее смачивающие свойства, вязкость, плотность и температура. Задача заключается в выборе этих регулируемых технологических характеристик процесса заводнения с учетом особенностей специфики геолого-физических характеристик каждой залежи таким образом, чтобы обеспечивались максимальные значения коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием. Конкретные меры, способствующие повышению эффективности заводнения, вытекают из анализа факторов, влияющих на коэффициенты вытеснения и охвата. Как было упомянуто, уменьшение капиллярных сил и повышение моющих свойств воды способствуют увеличению коэффициента вытеснения. Поэтому для улучшения качества нагнетаемой воды в нее добавляют водорастворимые поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие снижению поверхностного натяжения (σ) воды на границе с нефтью и улучшающие смачивающие и моющие свойства вод. Качество их как добавок в воду характеризуется несколькими основными показателями — поверхностной активностью на границе раздела нефть — вода, степенью предельной адсорбции на поверхности минералов пласта, остаточным поверхностным натяжением нефти на границе с водой при повышенных концентрациях ПАВ в воде, скоростью диффузии и некоторыми другими (биоразлагаемость в аэробных условиях, способность к десорбции, эмульгирующие свойства и т. д.).

На рис. V.1 приведены типичные изотермы поверхностного натяжения нефти на границе с различными растворами ПАВ в зависимости от их концентрации C в воде. Поверхностная активность ПАВ характеризует скорость снижения σ при изменении концентрации C . Для начальных условий

$$G_0 = -\left(\frac{\partial \sigma}{\partial C}\right)_{C \rightarrow 0} \quad (V.7)$$

С увеличением поверхностной активности G_0 необходима меньшая концентрация ПАВ для снижения σ до заданной величины.

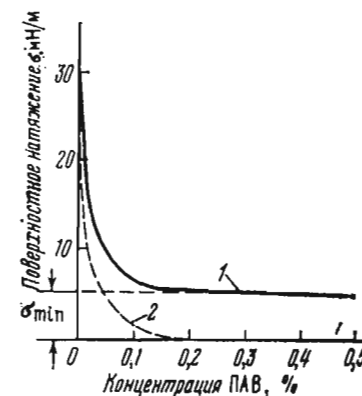


Рис. V.1. Изотермы поверхностного натяжения нефти на границе с водными растворами ПАВ в зависимости от их концентрации

Опыты показывают, что для вытеснения остаточной нефти из гранулярных коллекторов требуется значительное снижение капиллярных сил, что достигается снижением σ до 0,001—0,005 мН/м. Следовательно, для этой цели более пригодны ПАВ, изотерма которых изображается кривой 2 (см. рис. V.1). ПАВы с изотермой типа 1 могут способствовать повышению нефтеотдачи в тех случаях, когда необходимо интенсифицировать для этого процессы капиллярного впитывания воды в породу (в блоки). Недостаток ПАВ как средств повышения нефтеотдачи заключается в их значительной адсорбции на поверхности минералов. Для ПАВ типа ОП-10 предельная адсорбция на кварцевом песке достигает 0,69 мг на 1 г породы. Поэтому при нагнетании, например, в разрезающий ряд скважин даже с повышенной концентрацией ПАВ последние оседают на стенках поровых каналов позади фронта вытеснения и нефть вымывается водой, практически не содержащей поверхностно-активных компонентов.

Как было упомянуто, растворы ПАВ с изотермой поверхностного натяжения типа 1 (см. рис. V.1) способны развивать в пористой среде на границе с нефтью высокое капиллярное давление, несмотря на значительное снижение σ при повышенных концентрациях поверхностно-активного вещества. Это связано с тем, что, как следует из формулы Лапласа, среднее капиллярное давление p_k , развиваемое мениском в пористой среде, зависит не только от σ , но и угла избирательного смачивания θ :

$$p_k = 2\sigma \cos \theta / r, \quad (V.8)$$

где r — средний радиус пор:

$$r = \sqrt{\frac{8k}{m}}. \quad (V.9)$$

Здесь k — проницаемость, m — пористость.

Многие ПАВ улучшают избирательную смачиваемость поверхности пород водой (т. е. они снижают угол θ). В этом случае кривые зависимости p_k от концентрации C ПАВ могут иметь (вследствие интенсивной гидрофилизации поверхности пород при сравнительно малом снижении σ) точку максимума. Следует особо подчеркнуть, что интенсивность процесса капиллярного проникновения воды в нефтенасыщенную породу (пропитка водой) недостаточно четко характеризуется величиной p_k . Растворы ПАВ, снижающие σ до значений, близких к нулю (т. е. при $p_k \approx 0$), способны весьма интенсивно проникать в нефтенасыщенную породу. Научно более обоснованно процессы капиллярного перераспределения жидкостей и газов в пористой среде трактуются на базе термодинамики поверхностных явлений. Интенсивность и направление их течения интерпретируются по работе адгезии, по данным калориметрических (тепловых) эффектов, наблюдающихся при вытеснении с поверхности одной жидкостью другой.

Несмотря на недостаточную теоретическую ясность механизма проявления ПАВ в условиях реальных коллекторов, у нас и за рубежом проводят промышленные опыты по нагнетанию их растворов в пласт. По лабораторным данным добавка ПАВ в нагнетаемую воду может способствовать повышению коэффициента вытеснения на 5—6 %.

Щелочное заводнение. При взаимодействии нефтей (содержащих кислотные компоненты) со щелочными растворами образуются водорастворимые соли, являющиеся поверхностно-активными компонентами. Так, например, поверхностное натяжение Ярегской нефти на границе с 1 %-ным раствором NaOH снижается до 0,001 мН/м. В отличие от процесса нагнетания растворов ПАВ при щелочном заводнении последние формируются непосредственно на контакте нефти с раствором щелочи. Вследствие этого улучшаются моющие и нефтевытесняющие свойства вод. Установлено также, что при низких значениях σ некоторые нефти способны спонтанно (практически самопроизвольно) образовывать эмульсии нефти в воде, имеющие повышенную вязкость. Считается, что, направляясь в первую очередь по путям с наименьшим фильтрационным сопротивлением, они забивают их, выравнивая таким образом неоднородность фильтрационных полей, что сопровождается увеличением коэффициента охвата пластов заводнением. В процессе нагнетания щелочного раствора в нефтенасыщенную пористую среду вследствие взаимодействия с кислотными компонентами нефти и с некоторыми минералами концентрация щелочи на фронте вытеснения снижается. При этом образуются три зоны: обедненная щелочью; взаимодействие щелочи с кислотными компонентами нефти; область контакта щелочного раствора с нефтью, не содержащей кислотных компонентов. Для сохранения высокой активности раствора щелочи в скважины нагнетают оторочку с повышенным содержанием NaOH, которая затем продвигается по пласту под воздействием чистой воды. По лабораторным данным в результате щелочного заводнения нефтеотдача увеличивается на 5—15 %.

Полимерное заводнение — процесс, при котором в пласт нагнетается в виде оторочки водный раствор высокомолекулярного полимера, способствующего значительному повышению вязкости воды. Оторочка затем продвигается по пласту под воздействием обычной воды. Повышенная вязкость этой оторочки и специфическое строение полимерного раствора способствует увеличению коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием и снижению расхода обычной воды, необходимой для заводнения залежи. При добавлении в воду, например, полиакриламида (ПАА) концентрацией всего 0,05—0,06 % вязкость растворов может повышаться в несколько раз. Это связано со спецификой строения водорастворимых полимеров типа ПАА, молекулы которых имеют структуру ассоциатов

цепочек, свернутых в клубки. Образуя в воде пространственные сетчатые структуры, они увеличивают ее вязкость и сокращают подвижность в пористой среде. Считается, что для успешного применения процесса объем оторочек растворов полимеров должен составлять 20—30 % от объема пор заводняемого участка. Порода должна при этом удерживать в порах не более 100 г полимера на 1 м³ пласта. По лабораторным данным вытеснение нефти раствором полиакриламида концентрацией 0,05 % приводит к увеличению нефтеотдачи на 5—10 %.

Использование пен и эмульсий. При введении в пласт оторочек пен и эмульсий сокращается подвижность нагнетаемой воды, уменьшается водопроницаемость неоднородного пласта, возрастает коэффициент охвата $\eta_{охв}$ его воздействием. Пены, приготовленные с применением ПАВ-пенообразователей (типа I, на рис. V.1), при нагнетании в неоднородную пористую среду в начальный период движутся в наиболее проницаемых направлениях, снижая проводимость пород и выравнивая ее с проводимостью в других направлениях. В результате этого увеличивается коэффициент охвата пластов воздействием. Защемленный в порах газ способствует снижению фазовой проницаемости пористой среды для воды. Аналогичен механизм увеличения нефтеотдачи в процессе нагнетания в пласт эмульсий нефти в растворах щелочей и ПАВ.

Вытеснение нефти горячей водой и паром — один из наиболее эффективных процессов ее извлечения. С повышением температуры в пласте снижается вязкость нефти, улучшаются моющие и нефтевытесняющие свойства воды, возрастают скорости капиллярного ее впитывания в нефтенасыщенные блоки. Идея использования тепла для повышения нефтеотдачи впервые была высказана советскими учеными (А. Б. Шейнманом и К. К. Дубровай). При тепловой обработке пласта возникает проблема рентабельности этого процесса. Современные методы теплового воздействия позволяют снизить расход топлива на нагрев 1 м³ породы до 5—10 кг у. т.

Вместо сплошного прогрева пласта вначале в призабойной зоне нагнетанием теплоносителя создают высокотемпературную зону, которую затем продвигают в глубь пласта потоком воды с поверхностной температурой без затрат топлива. Объем и исходную температуру этой предварительно прогретой зоны выбирают по балансу тепла, необходимого для нагрева всей нагнетаемой воды до заданной температуры (60—90 °С) с учетом некоторых потерь тепла в кровлю и подошву пласта. При содержании в 1 м³ породы 100—120 кг нефти тепловые методы позволяют извлечь до 80—90 кг вместо 50—60 кг нефти в процессе обычного заводнения. Тепловые методы воздействия применяют в залежах с высоковязкой нефтью (50—100 мПа·с).

Мицеллярное заводнение — процесс вытеснения нефти оторочками мицеллярных растворов (МР), продвигаемых

по пласту вначале полимерным раствором, а затем водой. Такой раствор состоит из мицелл (микроассоциатов) или сгустков водо- и нефтерастворимых ПАВ, способных поглощать большие количества воды (до 80 % от объема раствора). При этом внешней фазой (дисперсной средой) остается нефть и, следовательно, МР способен смешиваться в пористой среде (не образуя границ раздела и менисков) с нефтью, несмотря на содержание в нем большого количества воды. С увеличением в растворе внутренней фазы мицеллы увеличиваются, что приводит к обращению фаз: мицеллярный раствор с внешней нефтяной фазой переходит в раствор с внешней водной фазой, который хорошо смешивается с водой. В состав МР входят углеводородная жидкость, вода и ПАВ различного состава, включая спирты.

Содержание ПАВ в растворе достигает 5—10 %, и поэтому МР дороги. Для их продвижения по пласту используют растворы полимеров, высокая вязкость которых позволяет применять оторочки МР меньших объемов. Смешимость мицеллярных растворов с водой и нефтью, а также достаточно низкое поверхностное натяжение на границе раздела МР с нефтью и водой создают благоприятные условия для вытеснения нефти. По лабораторным данным ВНИИ, коэффициент вытеснения при заводнении мицеллярными растворами составляет 80—98 %. Степень влияния их на коэффициент охвата недостаточно изучена.

Вытеснение нефти двуокисью углерода

Для повышения нефтеотдачи пластов двуокись углерода применяют в виде водного раствора (карбонизированной воды) и в сжиженном состоянии в виде оторочки, продвигаемой этой водой. Углекислый газ СО₂ при температуре 20 °С под воздействием давления 5,85 МПа превращается в бесцветную жидкость плотностью 770 кг/м³, критическая его температура 31,05 °С, критическое давление 7,38 МПа. СО₂ хорошо растворяется в воде и нефти, существенно изменяя их свойства: уменьшается вязкость нефти, значительно возрастает ее объем, снижается поверхностное натяжение нефти на границе с карбонизированной водой, улучшаются ее моющие и нефтевытесняющие свойства.

Двуокись углерода, растворяя карбонатный цемент, увеличивает проницаемость пористой среды, а при контакте с нефтью экстрагирует из нее легкие углеводороды. Если в нефти содержится достаточно легких углеводородов, а пластовое давление и температура соответствуют критическим параметрам образующихся смесей, то могут возникать условия смешимости нефти с двуокисью углерода. В результате действия упомянутых факторов нефтеотдача при использовании СО₂ может возрастать на 10—15 % по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении. В качестве источников СО₂ могут быть природные его залежи, отходы химического производства, дымовые газы.

Вытеснение нефти растворителями и газами высокого давления

В лабораторных условиях до 100 % нефти вымывается из образцов нефтенасыщенной породы, если в качестве вытеснителей используют углеводородные растворители (пропан-бутановые фракции, которые уже при давлениях выше 0,4 МПа в условиях нормальных температур находятся в жидком состоянии). Для экономии растворители нагнетают в пласт в виде оторочек, которые продвигаются под воздействием газа, обогащенного тяжелыми фракциями. При некотором повышенном содержании в газе тяжелых фракций (C_3H_8 , C_4H_{10} и др.) пластовые давления и температура становятся выше критических для данной смеси углеводородов и тогда нефть вытесняется в условиях полной смесимости с оторочкой и с вытесняющим ее газом. Тяжелые фракции впоследствии выдуваются из пласта тощим газом и улавливаются на газобензиновых заводах.

Газы высокого давления можно использовать для извлечения углеводородов также и другим способом — в пласт нагнетают сухой газ (метан). С повышением давления из нефти в газовую фазу испаряются некоторые тяжелые ее компоненты, которые затем извлекаются на поверхность при отборе продукции из скважин. Сухие газы в качестве вытеснителей нефти применяют для нагнетания в газовую шапку с целью поддержания давления в залежи, а также в сильно обводненные пласты. Иногда газ подают с целью увеличения охвата пластов воздействием в виде газовой смеси или поочередно с водой.

Вытеснение нефти продуктами внутрипластового горения нефти

Нефтенасыщенные породы представляют собой топливо с высокой степенью зольности. Сжигая часть его и поддерживая горение нагнетанием воздуха, в пласте получают большое количество горячих продуктов. Иницирование горения осуществляют через зажигательные (а в дальнейшем нагнетательные) скважины, породы призабойной зоны которых предварительно прогреваются до температуры 500—600 °С с помощью специальных газовых горелок или электрических нагревателей. Пройдя эту зону, горячий воздух соприкасается с нефтью, жидкие и газовые фракции испаряются и уносятся в глубь пласта. На поверхности пор остается кокс (15—30 кг на 1 м³ породы), который и горит, выделяя необходимое для поддержания процесса горения тепло. По мере нагнетания воздуха фронт горения продвигается (5—10 см/сут) в глубь пласта. Для использования тепла пород выжженной зоны вместе с воздухом в пласт закачивают воду от 2 до 4—5 л на 1 м³ воздуха. В зависимости

от упомянутых водовоздушных отношений процесс принято называть влажным (2 л/м³) и сверхвлажным горением (4—5 л/м³) в отличие от сухого горения, осуществляемого без подачи воды. При влажном и в особенности сверхвлажном горении значительно улучшаются экономические показатели, сокращается необходимое количество нагнетаемого воздуха, увеличивается скорость продвижения фронта горения, температура его снижается до 250—300 °С, сокращается количество горючего, необходимого для осуществления процесса. Метод внутрипластового горения рекомендуется применять в залежах с тяжелой нефтью при вязкости ее 500—1000 мПа·с.

По данным промысловой практики, для добычи 1 м³ нефти расход воздуха составляет 3—5 тыс. м³. Нефтеотдача в реальных условиях может достигнуть 70 %.

Кроме рассмотренных методов увеличения нефтеотдачи изучают и внедряют в практику многие другие — циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков жидкостей в пласте, нагнетание воды при высоких давлениях, форсированный отбор жидкостей, микробиологическое воздействие на нефтяной пласт и т. д.

§ 3. ГАЗО- И КОНДЕНСАТООТДАЧА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В связи с малой вязкостью газ легче, чем нефть, извлекается из пористой среды и поэтому газоотдача некоторых залежей достигает 95—98 %. Однако по данным уже выработанных месторождений установлено, что по разным причинам в пласте может оставаться неизвлеченным до 50 % этого продукта. В значительной степени газоотдача зависит от режима залежи.

При газовом режиме, когда поровый объем пластов в процессе разработки остается постоянным, коэффициент газоотдачи определяется конечным давлением в залежи и дебитом скважин. Содержание конденсата в газе, выпадающего в пласте со снижением давления, способствует сокращению газоотдачи залежи вследствие увеличения фильтрационных сопротивлений.

При водонапорном режиме газоотдача снижается за счет защемления значительных объемов газа в зоне вытеснения им воды. Даже со снижением пластового давления в конце разработки залежи не весь защемленный газ удастся извлечь из пласта.

Газоотдача в основном зависит от неоднородности коллекторских свойств пород, строения пласта и воздействия капиллярных сил. Для пород с низкой проницаемостью дебиты газовых скважин будут рентабельными лишь при повышенных пластовых давлениях. Установлено, что скорость вытеснения газа водой (в практически возможных пределах ее изменения)

незначительно влияет на газоотдачу. В отличие от нефтеотдачи газоотдача мало зависит от соотношения вязкостей воды и газа, от давления и температуры. С увеличением пористости и начальной газонасыщенности газоотдача возрастает, при водонапорном режиме она достигает 80—85 %. Значительно ниже коэффициенты конденсатоотдачи — 20—80 %. С понижением пластового давления конденсат (тяжелые фракции) выпадает из газовой фазы, смачивает поверхность поровых каналов и при незначительной насыщенности пор оказывается неподвижным.

Количество выпадающего конденсата при снижении пластового давления определяется экспериментально и по формулам, учитывающим воздействие различных факторов на процесс конденсации в пласте. Для учета влияния пористой среды на коэффициент конденсатоотдачи β_k А. И. Ширковским рекомендуется формула

$$\beta_k = \beta_{PVT} - 27 \cdot 10^3 s_{уд}^{1/2}, \quad (V.10)$$

где β_{PVT} — коэффициент конденсатоотдачи, полученный экспериментально на PVT установке; $s_{уд}$ — удельная поверхность пористой среды, $см^2/см^3$:

$$s_{уд} = \sqrt{\frac{m^3}{5k(1-m)^2}}. \quad (V.11)$$

Здесь m — пористость; k — проницаемость.

Выход конденсата значительно увеличивается при разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления (сайклинг-процесс, заводнение и другие методы, об этом см. в гл. VI).

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ

В гл. IV изложены принципы разработки нефтяных месторождений. В своей основе они действительны и для разработки газовых месторождений.

Существенное отличие физических свойств газа от физических свойств нефти, выражающееся главным образом в его незначительной плотности, высокой упругости, значительно меньшей вязкости, определяет специфику разработки газовых и газоконденсатных месторождений, заключающуюся в том, что газ в основном добывают фонтанным способом. При этом сложная и протяженная система газоснабжения от залежи до потребителя полностью герметична и представляет собой единое целое.

В нашей стране все газовые и газоконденсатные месторождения, газопроводы и газохранилища объединены в Единую систему газоснабжения (ЕСГ).

Строго говоря, при вводе в разработку каждого нового месторождения следовало бы пересматривать характер работы всей системы газоснабжения или хотя бы какой-то ее части. Однако задача эта настолько сложна, что решать ее нецелесообразно. Поэтому систему расчленяют на подсистемы, которые увязывают по основным выходным параметрам. Одна из таких подсистем — газовая залежь, в которую входят пласт с его газовой водонапорной частью, скважины, газосборная сеть, установки подготовки газа, дожимная компрессорная станция (ДКС).

Газовые и газоконденсатные месторождения разрабатывают по двум проектам: технологическому и техническому. Первый проект основан на исходных геологических данных и ограничениях технического, экономического и другого характера, второй — на технологическом, но с предусмотрением технических решений, подробной экономики и графической документации.

Необходимую для проектирования и исходную информацию, в основном геологическую, получают, затрачивая большие средства и время. Поэтому залежь начинают разрабатывать до окончания разведочных работ по объекту с таким расчетом, что недостающие сведения будут получены в процессе добычи газа.

Газовые и газоконденсатные месторождения разрабатывают по следующим стадиям (рис. VI.1).

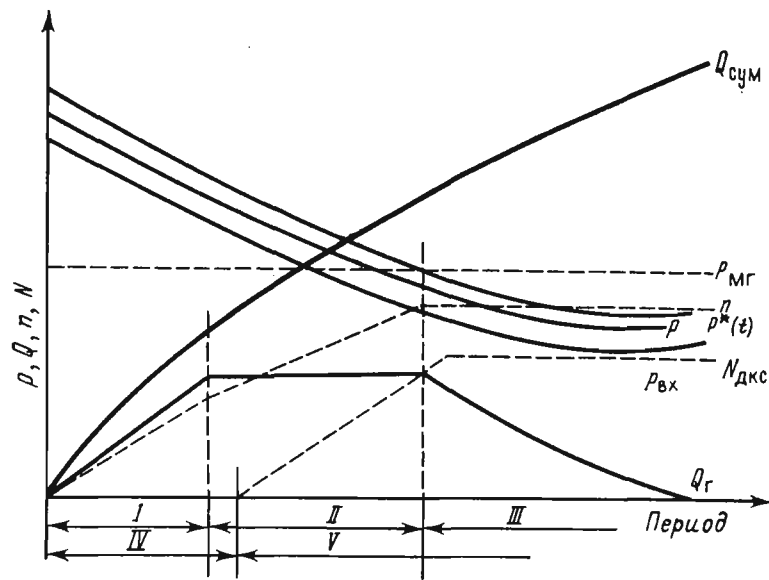


Рис. VI.1. График основных показателей разработки газовых месторождений: $Q_{\text{сум}}$ — суммарный отбор газа из залежи; $p_{\text{мг}}$ — давление в магистральном газопроводе; n — число скважин; p — давление; $p_{\text{вх}}$ — давление на входе в компрессорную станцию; $N_{\text{дкс}}$ — мощность дожимной компрессорной станции; $Q_{\text{г}}$ — годовой отбор газа; $p^*(t)$ — безразмерное средневзвешенное давление в залежи

I. Опытнo-промышленная эксплуатация (ОПЭ). В этот период (обычно 3—5 лет) ведут строительные и опытные работы, бурят скважины, наращивается темп добычи газа, уточняют запасы газа и конденсата, определяют режим разработки залежи, продуктивность скважин, взаимодействие частей залежи.

II. Период постоянной добычи (10—15 лет). В это время отбирают основное количество газа (60 %), добуривают скважины и строят дожимные компрессорные станции.

III. Период падающей добычи. Он начинается с того момента, когда поддерживать постоянную добычу газа вводом новых скважин и повышением мощности ДКС становится невыгодным.

В начале разработки залежи давление в ней обычно достаточно высоко и ДКС не применяют. Позднее давление падает и для отбора запланированных объемов газа приходится вводить ДКС.

При прогнозировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений обычно различают два режима — газовый и водонапорный (см. гл. I).

Представим, что пласт однородный и бесконечный, давление в газоносной области одинаково по площади, продуктивные

характеристики скважин равны. Эти допущения, как показывает практика, не приводят к существенным отличиям расчетных величин от реальных.

Задача состоит в нахождении взаимосвязи основных показателей разработки и их изменений во времени.

При изложенных допущениях прогнозирование разработки сводится к совместному решению уравнения материального баланса и зависимостей, описывающих движение газа и воды по системе пласт — скважины — шлейфы, коллекторы, установки подготовки газа, соединительные газопроводы — ДКС.

По уравнениям приведенных затрат при различных вариантах разработки залежи выбирают наиболее выгодный вариант.

§ 2. РАЗРАБОТКА ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ГАЗОВОМ РЕЖИМЕ И РАВНОМЕРНОМ РАЗМЕЩЕНИИ СКВАЖИН

В простейшей форме уравнение материального баланса залежи при газовом режиме выражается очевидной зависимостью

$$Q_3 = Q(t) + Q_{\text{ост}}, \quad (\text{VI.1})$$

где Q_3 — начальные запасы газа в залежи; $Q(t)$ — объем отобранного газа; $Q_{\text{ост}}$ — объем оставшегося в пласте газа (при стандартных условиях).

Переходя к пластовым условиям, получаем

$$\frac{\Omega p_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}} T_{\text{пл}} z_{\text{пл}}} = Q(t) + \frac{\Omega p(t) T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}} T_{\text{пл}} z(p)}.$$

Решая это уравнение относительно текущего средневзвешенного давления в залежи и полагая, что

$$p^*(t) = \frac{p(t)}{p_{\text{ст}} z(p)},$$

находим

$$p^*(t) = p_{\text{пл}}^* - \frac{Q(t) T_{\text{пл}}}{\Omega T_{\text{ст}}} = p_{\text{пл}}^* - \frac{Q(t)}{\Omega \alpha}, \quad (\text{VI.2})$$

где $p_{\text{пл}}^*$ — приведенное начальное давление в пласте, МПа:

$$p_{\text{пл}}^* = p_{\text{пл}} / z_{\text{пл}} p_{\text{ст}};$$

Ω — суммарный объем пор, заполненных газом; α — поправка на отличие температуры залежи от стандартной.

Приток газа к скважине характеризуется двучленной эмпирической зависимостью

$$p^{*2}(t) - p_3^{*2}(t) = a q_{\text{ср}} + b q_{\text{ср}}^2. \quad (\text{VI.3})$$

Здесь a и b — коэффициенты, определяемые осреднением значений по методу, описанному в § 4 этой главы. По расходу газа средней скважины $q_{\text{ср}}$ получим общий расход по залежи

$$q = nq_{\text{ср}}. \quad (\text{VI.4})$$

Запишем формулу условий скважины:

$$\Delta p = p^*(t) - p_3^* = C = \text{const}, \quad (\text{VI.5})$$

где C устанавливают по данным исследования скважин.

Уравнение движения газа удобно записывать в виде

$$p_3^{*2} - p_y^{*2}(t) e^{2s} = \theta q_{\text{ср}}^2. \quad (\text{VI.6})$$

В случае, когда дебит скважины регулируется штуцером, движение газа по шлейфу описывают зависимостью

$$p_y^2 - p_{\text{ш}}^2 = B_{\text{ш}} q_{\text{ср}}^2. \quad (\text{VI.7})$$

Здесь $p_{\text{ш}}$ — давление перед штуцером, МПа; $B_{\text{ш}}$ — гидравлическое сопротивление шлейфа, $\text{МПа}^2 \cdot \text{с}^2 / \text{м}^6$; $q_{\text{ср}}$ — средний расход газа, $\text{м}^3 / \text{с}$.

Гидравлическое сопротивление шлейфа можно определить по формуле

$$B_{\text{ш}} = 0,307 \frac{\bar{\rho} T z h}{D^{16/3} E^2} \approx 1,02 \frac{L}{D^{5,33}}. \quad (\text{VI.8})$$

В системе подготовки газа потери давления (местные потери — в поворотах, аппаратах, задвижках) определяют по формуле

$$\Delta p = \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\rho v_i^2}{2g}, \quad (\text{VI.9})$$

где λ_i — коэффициент, определяемый по справочникам для различных местных сопротивлений; v_i — скорость; ρ — фактическая плотность газа, $\text{кг} / \text{м}^3$; g — ускорение свободного падения, $\text{м} / \text{с}^2$.

Потери давления на штуцере, зависящие от режима истечения газа, состоят:

при критическом истечении

$$p = C p_{\text{ш}}; \quad (\text{VI.10})$$

при некротическом истечении

$$q = C_1 \sqrt{p_{\text{ш}} (p_{\text{ш}} - p_{\text{ко}})}. \quad (\text{VI.11})$$

Здесь $p_{\text{ш}}$ — давление перед штуцером; $p_{\text{ко}}$ — давление после штуцера; C и C_1 — коэффициенты, зависящие от диаметра штуцера, характера отверстия, числа Рейнольдса (определяют их по соответствующим справочникам).

Если давление в пласте упадет настолько, что газ даже без применения штуцеров не может поступать в заданных объемах (самотеком) в газопровод, наступает период компрессорной эксплуатации.

Движение газа от штуцера до приема ДКС описывается формулой вида

$$p_{\text{ко}}^2 - p_{\text{вх}}^2 = B_{\text{к}} \Sigma q_{\text{ср}}, \quad (\text{VI.12})$$

где $B_{\text{к}}$ — гидравлическое сопротивление коллектора.

Необходимую мощность ДКС можно определить по формуле адиабатического сжатия газа

$$N = \frac{k}{k-1} \omega q p_{\text{ст}} \frac{1}{\eta \delta} \left[\left(\frac{p_{\text{вх}}}{p_{\text{вх}}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] = A \omega q \left[\left(\frac{p_{\text{вх}}}{p_{\text{вх}}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]. \quad (\text{VI.13})$$

Здесь k — показатель адиабаты (для природного газа он равен 1,3); η — механический к.п.д. привода компрессора ($\eta = 0,9 \div 0,95$); δ — адиабатический к.п.д. ($\delta = 0,7 \div 0,8$); $p_{\text{вх}}$, $p_{\text{вх}}$ — давление соответственно на входе и выходе ДКС, Па; $A = 5 \cdot 10^3$ ($\text{кВт} \cdot \text{с} / (\text{ст} \cdot \text{м}^3)$); ω — число ступеней сжатия газа.

Зная запасы и плановое количество отбора газа, уравнения (VI.3) — (VI.13) решают последовательно.

Сначала решают уравнения (VI.2) — (VI.6), затем определяют потери давления движения газа со стороны ДКС.

Рассмотрим равномерное размещение скважин. По уравнению (VI.2) находим средневзвешенное давление в пласте $p^*(t)$ (по заданной зависимости $Q(t)$).

Условие (VI.5) позволяет найти $p_3^* = p_3^*(t, C)$. Зная $p^*(t)$ и $p_3^*(t, C)$, по зависимости (VI.3) определяют расход газа для средней скважины, а по (VI.4) — число скважин. Подставляя полученные значения в формулы (VI.6) и (VI.7), определяют давление на устье и в конце шлейфа (перед штуцером).

Рассчитывая систему со стороны подключения ее к магистральному газопроводу с заданным в нем давлением, можно найти давление после штуцера и необходимый его диаметр — по коэффициентам C и C_1 уравнений (VI.10) и (VI.11).

По результатам расчетов строим график, приведенный на рис. VI.1.

По мере падения пластового давления для обеспечения заданного расхода $Q(t)$ необходимо наращивать мощность ДКС, но до определенного предела, определяемого экономическими расчетами. С этого времени начинается период падающей добычи.

Для периода падающей добычи характерно условие: $n = \text{const}$, $N = \text{const}$, при этом $Q(t)$ — величина зависящая.

Решая совместно уравнения материального баланса и притока газа к скважине, получаем

$$t - t_{нд} = \frac{\Omega b T_{ст}}{n \Delta p p_{ст} T_{пл}} (q_{нд} - q) + \frac{\Omega a T_{ст}}{2 n \Delta p p_{ст} T_{пл}} \ln \frac{q_{нд}}{q}. \quad (VI.14)$$

Здесь t — текущее время; $t_{нд}$ — время перехода на падающую добычу; $q_{нд}$ — расход газа по скважине к этому времени; b и a — коэффициенты уравнения притока газа; q — текущий расход газа по скважине (падающий); n — число скважин.

Уравнение (VI.14) удобно решать графически, задаваясь значениями q и находя время t , соответствующее этому расходу. Общий отбор газа по залежи определяется зависимостью $Q(t) = \sum q_{ср}$. Давление $p^*(t)$ находим по уравнению (VI.2). Так как Δt задано, давление на забое $p_3^*(t)$ определяем по уравнению $p(t) - p_3(t) = \Delta p$.

Зная $p_3^*(t)$, p_y^* , $p_{лк}$ и расходы газа $q_{ср}(t)$, $Q(t)$, определим необходимую мощность ДКС.

Аналогично можно рассчитать технологические показатели разработки при других условиях работы скважин.

Газовый режим и батарейное расположение скважин

При разработке газовых залежей часто целесообразно размещать скважины не равномерно по площади, а кольцевыми батареями на своде поднятия. Согласно принципу эквивалентных сопротивлений, разработанному Ю. П. Борисовым, принимаем, что каждая батарея дренирует свою область, пропорциональную объему отбираемого газа из батареи. Считаем, как обычно, пласт однородным, расход газа по залежи заданным, запасы газа и характеристики скважин известными.

В соответствии с условием

$$Q_1 : Q_2 : Q_3 = \Omega_1 : \Omega_2 : \Omega_3. \quad (VI.15)$$

Здесь $Q_1 - Q_3$ — годовой отбор газа соответственно из первой, второй и третьей батарей; $\Omega_1, \Omega_2, \Omega_3$ — газонасыщенный поровый объем, относимый к соответствующей батарее.

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 = Q(t). \quad (VI.16)$$

На рис. VI.2 показана расчетная схема разработки залежи при батарейном размещении скважин.

Для первой батареи

$$\pi r_{к1}^2 m h = \Omega_1,$$

для второй

$$\pi (r_{к2}^2 - r_{к1}^2) m h = \Omega_2; \quad (VI.17)$$

для третьей

$$\pi (r_{к3}^2 - r_{к2}^2) m h = \Omega_3.$$

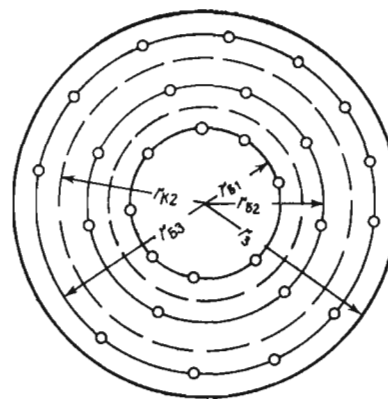
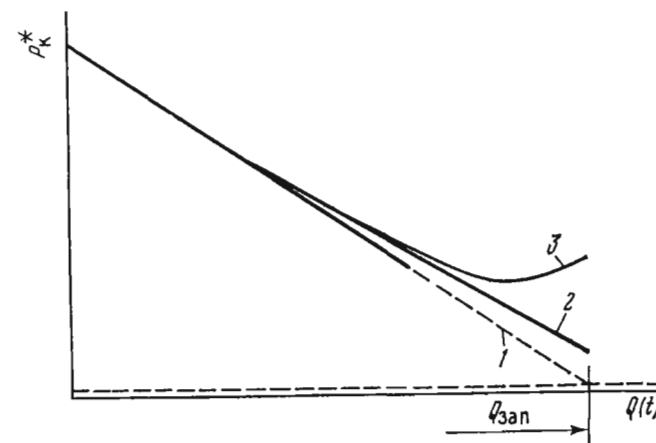


Рис. VI.2. Расчетная схема разработки залежи при батарейном размещении скважин

Рис. VI.3. График зависимости $p_k^*(t) = f(Q(t))$.

Режим: 1 — газовый; 2 — типичный водонапорный; 3 — активный водонапорный



При решении уравнения (VI.15) совместно с (VI.16) и (V.17) можно найти радиусы зон дренирования. Радиус внешней границы последней зоны дренирования есть граница залежи. Эту границу можно определить по радиусу равновеликого залежи круга

$$r_3 = \sqrt{\frac{F}{\pi}},$$

где F — площадь залежи.

Запасы газа в каждой зоне и темп отбора из нее газа $Q_i(t)$ известны, следовательно, по уравнению баланса (VI.3) можно установить $p^*(t)$.

Считая процесс установившимся и пренебрегая изменением свойств газа с уменьшением или увеличением давления, напишем уравнение для притока газа к первой батарее из внешней области.

Уравнение

$$Q_{\text{вн}} = \frac{\pi k h (p_{\kappa 1}^{*2} - p_{r1}^{*2})}{\alpha \mu p_{\text{ст}} \ln \frac{r_{\kappa 1}}{r_{r1}}}. \quad (\text{VI.18})$$

Здесь $\alpha = T_{\text{пл}}/T_{\text{ст}}$.

Формула притока газа $Q_{\text{вну}}$ к первой батарее из внутренней зоны пласта не может быть такой же простой, как (VI.18). Поэтому введем зависимость

$$Q_1 = Q_{\text{вн}} + Q_{\text{вну}} = Q_{\text{вн}} + \gamma Q_{\text{вн}} = Q_{\text{вн}} (1 + \gamma), \quad (\text{VI.19})$$

где $\gamma = Q_{\text{вну}}/Q_{\text{вн}} = \Omega_{\text{вну}}/\Omega_{\text{вн}}$ — величина, легко определяемая.

С учетом (VI.19) зависимость (VI.18) будет иметь вид

$$Q_1 = (1 + \gamma) \frac{\pi k h (p_{\kappa 1}^{*2} - p_{\delta 1}^{*2})}{\alpha \mu p_{\text{ст}} \ln \frac{r_{\kappa 1}}{r_{\delta 1}}}. \quad (\text{VI.20})$$

Из уравнения (VI.20) можно найти $p_{\delta 1}^*$. Пользуясь принципом эквивалентных сопротивлений, расход газа по скважинам определим по уравнению Дюпюи, где контурным считается давление $p_{\delta 1}^*$. На линии расположения скважин радиус контура питания r_{κ} находится из условия

$$2\pi r_{\kappa} = 2\pi \frac{r \sigma_i}{n_i}; \quad r_{\kappa} = \frac{r \sigma_i}{n_i}.$$

Здесь n_i — число скважин, расположенных в i -й батарее. Расход газа одной скважины, например скважины первой батареи, определяется по уравнению

$$q_1 = \frac{\pi k h}{\mu \alpha p_{\text{ст}}} \frac{p_{\delta 1}^{*2} - p_3^{*2}}{\ln \frac{r_{\delta 1}}{r_3 n_1}}. \quad (\text{VI.21})$$

Зависимость (VI.21) позволяет найти p_3^* при заданных n_1 или q_1 и p_3^* , поскольку $q_1 n_1$ должно быть равно Q_1 .

Для расчета p_3^{*2} можно воспользоваться и двучленным уравнением $a q_{\text{ср}} + b q_{\text{ср}}^2 = p_{r1}^{*2} - p_3^{*2}$. Аналогично можно рассчитать параметры и для остальных батарей.

По зависимости (VI.3) можно установить режим залежи и запасы газа. Если график $p^*(t) = f(Q(t))$ имеет вид прямой, то режим газовый. При положении графика до значений $p^*(t) = 0,1$ МПа на оси абсцисс отсекается отрезок, характеризующий запасы газа (рис. VI.3).

§ 3. РАЗРАБОТКА ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Водонапорный режим характерен тем, что в процессе отбора из залежи газа и, следовательно, снижения в ней давления пластовая вода внедряется в газонасыщенный объем, несколько компенсируя падение давления. В зоне, занимаемой водой, остается 15—30 % так называемого защемленного газа. Это приводит к снижению конечной газоотдачи залежи и к тому, что внедряющаяся вода занимает в залежи на 15—30 % больше пространства, чем при газонасыщенности, равной нулю. Соответственно более интенсивно обводняются газовые скважины. Кроме того, вследствие неоднородности пласта-коллектора граница раздела газ—вода приобретает неопределенные и труднооценимые формы.

Расчет разработки газовых месторождений при водонапорном режиме идентичен расчету при газовом режиме, но сложнее, поскольку приходится находить и объемы внедряющейся воды, и характер ее продвижения, и количество защемленного газа.

Рассмотрим основные вопросы, отсылая интересующихся к специальной литературе.

По уравнению материального баланса учитывается продвижение воды в залежь. В простейшем случае это уравнение можно представить в виде:

$$\frac{\alpha \Omega_n p_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}} = \frac{\alpha \Omega(t) p(t) T_{\text{ст}}}{z(p) p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}} + Q(t) + [\Omega_n - \Omega(t)] \alpha_{\text{ост}} \left[\frac{1 T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}} T_{\text{пл}}} \frac{p_v(t)}{z(p_v)} \right]. \quad (\text{VI.22})$$

Здесь Ω_n , $\Omega(t)$ — начальный и текущий объемы газонасыщенного порового пространства; $p_v(t)$ — давление в обводненной зоне залежи; α — газонасыщенность необводненной зоны (величина постоянная); $\alpha_{\text{ост}}$ — коэффициент, учитывающий снижение газонасыщенности обводненной области по сравнению с газоносной.

$$\Omega_v(t) = \frac{Q_v(t)}{\alpha - \alpha_{\text{ост}}(p(t))}.$$

Для облегчения расчетов допустимо принять, что среднее давление в области, занятой водой, идентично давлению в газоносной. В этом случае уравнению (VI.22), решая его относительно $p(t)$, можно придать следующий окончательный вид:

$$p(t) = \frac{z(t)}{\alpha \Omega_n - Q_v(t)} \left[\frac{p_{\text{пл}} \alpha Q_n}{z_{\text{пл}}} - Q(t) p_{\text{ст}} \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right]. \quad (\text{VI.23})$$

Эта зависимость, построенная в координатах $p^*(t) = f(Q(t))$, имеет вид кривой, вогнутой к оси абсцисс. По этой кривой можно оценить режим и степень подвижности пластовых вод (см. рис. VI.3).

Установить объем воды, поступающей в залежь под влиянием понижения давления, можно, решив дифференциальное уравнение упругой фильтрации жидкости.

На практике чаще всего используют решение Ван Эвердинга Херста. Для расхода воды при постоянной дисперсии Δp они получили следующее выражение:

$$Q_v(t) = \frac{2\pi k h r_3^2}{\mu_b \kappa} \Delta p Q^*(f_0). \quad (VI.24)$$

Здесь радиус залежи r_3 принят постоянным (значение его в процессе разработки будет несколько уменьшаться); $Q^*(f_0)$ — безразмерный расход в зависимости от безразмерного параметра Фурье:

$$f_0 = \kappa t / q_3^2;$$

κ — коэффициент пьезопроводности водоносной области пласта.

Перепад давления, под влиянием которого пластовая вода внедряется в газовую залежь, редко бывает постоянным. Поэтому задачу решают на основе принципа суперпозиции и с использованием метода последовательных приближений. Последовательность расчета такова. Первоначально режим считаем газовым и по заданному темпу отбора газа $Q(t)$ находим средневзвешенное давление в залежи $p(t)/z(p)$ для некоторого интервала времени:

$$\frac{p(t)}{z(t)} = \frac{p_{пл}}{z_{пл}} - \frac{Q_d(t) p_{ст} T_{пл}}{\Omega_n T_{ст}}.$$

Разделяя время t_1, t_2 и т. д. на ряд одинаковых отрезков (например, продолжительностью 1 год), можно определить средние в этих интервалах депрессии на водоносный пласт $\Delta p_1, \Delta p_2, \Delta p_3$ и т. д. (рис. VI. 4).

Очевидно, в первый год на водоносную область действовала средняя по времени депрессия Δp_0 , во второй год — Δp_1 и Δp_0 , в третий год — $\Delta p_2, \Delta p_1$ и Δp_0 . При этом депрессия Δp_0 влияла три года, Δp_1 — два, Δp_2 — только один год.

Зная Δp_1 и время его воздействия, определяем объем воды, поступающей в залежь на отдельных интервалах времени и, следовательно, за весь расчетный период:

$$Q_v(t) = \frac{2\pi k h r_3^2}{\mu_b \kappa} [\Delta p_0 Q^*(f_0) + \Delta p_1 Q^*(f_0) + + \dots, \Delta p_{n-1} Q^*(f_0) - 1]. \quad (VI.25)$$

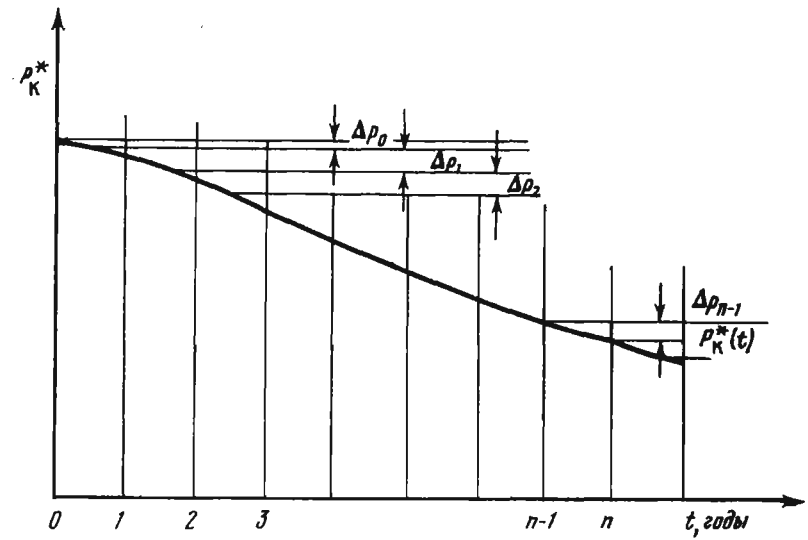


Рис. VI.4. Расчетная схема определения объема внедряющейся в газовую залежь пластовой воды

Здесь

$$f_0 = \frac{\kappa t}{r_3^2}; \quad f_0 = \frac{\kappa(t-t_1)}{r_3^2}; \quad f_0 = \frac{\kappa(t-t_2)}{r_3^2}. \quad (VI.26)$$

Определенный таким образом $Q_v(t)$ будет, естественно, завышенным, поскольку завышены значения Δp_i . Зная $Q_v(t)$, устанавливаем заниженное значение $p^*(t)$ в момент времени t по формуле (VI.25). Установленное Δp_i окажется ближе к реальному значению, чем при газовом режиме. Аналогично можно найти $Q_v(t)$ и $p(t)$ для другого времени.

Получив уточненную зависимость $p^*(t)$, находим новые значения $\Delta p_i, Q_v(t), p^*(t)$ и т. д. Практически достаточно двух-трех приближений.

Если подвижность воды велика, следует учитывать объем поступающей воды (примерно 10—20 % от $Q_v(t)$), который был бы при газовом режиме.

В природе часто встречаются газовые месторождения с большой площадью подошвенной воды. Если толщина пласта значительная, то при расчетах необходимо использовать формулу вида

$$Q_v(t) = \frac{2\pi k h r_3^2}{\mu_b \kappa} [\Delta p_0 Q^*(f_0) + \Delta p_1 Q^*(f_0) + + \dots, \Delta p_{n-1} Q^*(f_0) + Q_{пз} \beta^* (p_n - p(t))]. \quad (VI.27)$$

Здесь $Q_{пз}$ — объем воды под залежью; β^* — коэффициент упругоемкости водоносного пласта ($\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c$); $\beta_{ж}$ — коэффициент

ент сжимаемости воды, $1/\text{МПа}$; β_c — коэффициент сжимаемости среды (породы), $1/\text{МПа}$.

В расчетах можно учитывать также измененный радиус залежи вследствие вторжения в нее воды. Для этого в формуле (VI.27) при каждом расчетном временном интервале радиус принимают уменьшенным за счет количества поступившей в нее за предыдущий интервал времени пластовой воды. При этом следует учитывать и остаточную газонасыщенность обводненной области (15—30 %).

Предложены методики расчета, в которых принимают во внимание неоднородность пласта, фазовые переходы, фильтрацию газа в вертикальном направлении, переменную газонасыщенность и др. Интересующиеся могут с ними познакомиться по специальной литературе.

Расчет характеристики средней скважины

В процессе проектирования разработки газовых месторождений приходится прибегать к понятию о средней скважине, т. е. о такой расчетной скважине, взятой из реально существующих, по которой при заданной депрессии получают тот же расход газа.

Уравнение притока газа средней скважины имеет вид:

$$p^*(t) - p_{\text{ср}}^* = a_{\text{ср}} q + b_{\text{ср}} q^2. \quad (\text{VI.28})$$

Задача состоит в том, чтобы по данным о небольшом числе уже имеющихся скважин определить средневзвешенные значения коэффициентов $a_{\text{ср}}$ и $b_{\text{ср}}$. Для этого депрессии и расходы принимают среднеарифметическими:

$$\Delta p_{\text{ср}}^* = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^*; \quad q_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n q_i; \quad (\text{VI.29})$$

$$a_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_i q_i}{\sum_{i=1}^n q_i}; \quad b_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n b_i q_i^2}{\sum_{i=1}^n q_i}. \quad (\text{VI.30})$$

§ 4. РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газоконденсатными называют такие залежи природных газов, в которых в процессе разработки наблюдается обратная (ретроградная) конденсация. Она состоит в том, что при некоторых относительно высоких значениях давления и температуры изотермическое снижение давления приводит не к испарению вещества, что мы обычно наблюдаем в практике, а к его конденсации. Аналогичное явление наблюдаем и при изобарическом

уменьшении температуры: при некоторых условиях снижение температуры приводит к переходу части вещества в паровую фазу.

Если рассматриваем залежи природных газов, обратная конденсация имеет большое практическое значение, поскольку можно добывать относительно тяжелые углеводороды в газообразном виде естественным фонтанированием смеси.

Простое вещество при температуре и давлениях ниже критических находится либо в твердом, либо в жидком, либо в газообразном состоянии. Двухфазное состояние — переходное, неустойчивое.

В многокомпонентной системе существует устойчивая зона двухфазного состояния с неодинаковыми значениями давления p и температуры T и различными соотношениями жидкой и газовой составляющих. Характерно для таких систем: вещество может находиться в жидком состоянии при температурах, превышающих критическую, отмеченную точкой K на рис. VI.5. В заштрихованных зонах наблюдаются явления обратной конденсации, в правой изотермическое снижение давления сопровождается увеличением объема жидкой фазы, в левой изобарическое снижение температуры приводит к увеличению газовой фазы.

Газоконденсатные залежи, состояние углеводородов в которых соответствует зоне I, называют насыщенными. Здесь присутствуют и жидкость, и газ. В зоне II углеводороды находятся только в газовой фазе. Месторождения, относящиеся к этой зоне, называют ненасыщенными. Зона III характеризует газообразное закритическое состояние; соответствующие ей залежи называют залежами закритического состояния. К зоне IV относятся обычные газовые месторождения, к зоне V — чисто нефтяные, к зоне VI — газонефтяные.

Самый высокий коэффициент извлечения углеводородов из пласта наблюдается в процессе отбора их из недр в виде газа. Конденсат, выпавший в пласте, можно рассматривать как потерянный, хотя можно его извлечь, например, закачкой в пласт широкой фракции легких углеводородов (ШПЛУ). В связи с этим в общем случае месторождение типа I следует разрабатывать с поддержанием давления, не допуская конденсации углеводородов в пласте. Газоконденсатные месторождения, относящиеся к зоне II

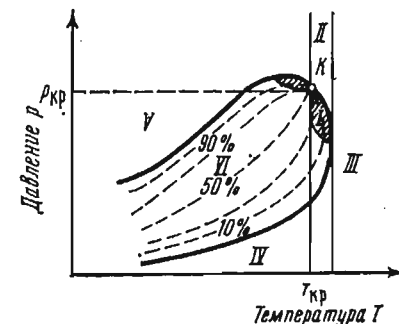


Рис. VI.5. Диаграмма фазовых состояний смеси углеводородов.

В зоне VI 10—90 % — доля жидкой фазы

можно разрабатывать некоторое время со снижением давления до момента, соответствующего началу выпадения в пласте жидкой фазы, затем продолжать разработку при поддержании давления. Залежи закритического состояния можно разрабатывать, не опасаясь выпадения конденсата в пласте, но они в природе встречаются редко.

При разработке газоконденсатных месторождений применяют два способа поддержания давления: обратная закачка в пласт переработанного тощего газа (сайклинг-процесс) и заводнение залежи.

Предпочтение отдают первому способу, поскольку за весь период разработки обеспечивается более высокая газо-и конденсатоотдача. Однако при этом методе предполагается использовать компрессорное хозяйство большой мощности и консервацию тощего газа до момента перехода на разработку залежи без поддержания давления.

Вытеснение жирного газа тощим — неустойчивый процесс, существенно зависящий от степени неоднородности пласта-коллектора. В связи с этим для повышения эффективности процесса важно знать характеристику пласта, чтобы правильно размещать и эксплуатировать нагнетательные и дренирующие скважины.

Газоконденсатную смесь на поверхности обрабатывают с целью разделения легких и тяжелых (C_{5+}) компонентов. Процесс заканчивают после того, как пласт будет промыт, а дальнейшее нагнетание в него тощего газа станет невыгодным.

Добычу конденсата в первом приближении находят по уравнениям баланса. Количество закачиваемого тощего газа

$$Q_3 = \frac{\Omega_{Ti} p_{it}^* - \Omega_{T0} p_{T0}^*}{p_{ст}}. \quad (VI.31)$$

Количество отобранного газа

$$Q_{ог} = \frac{p_{ж0}^* (\Omega_n - \Omega_{T0}) - p_{жt}^* (\Omega_n - \Omega_{Ti})}{p_{ст}}. \quad (VI.32)$$

Здесь $p_{ж0}^*$, $p_{жt}^*$ — давление жирного газа соответственно в момент времени $t=0$ и t ; Ω_{Ti} — объем пористого пространства залежи, занятого тощим газом в момент времени t ; Ω_{T0} — то же, в момент времени $t=0$; Ω_n — начальный объем пористого пространства залежи; p_{it}^* — средневзвешенное давление в Ω_n области тощего газа; p_{T0}^* — то же, в момент $t=0$.

Если режим газовый, давление в залежи ко времени t можно определить, считая, что давление в зоне тощего и жирного газов одинаковое, равное $p^*(t)$:

$$p^*(t) = p_{пл}^* + \frac{Q_3 - Q_{ог}}{\Omega_n},$$

где $p_{пл}^*$ — безразмерное и приведенное начальное пластовое давление.

При этом

$$\Omega_{Ti} = \pi h m r_{Ti}^2.$$

Отсюда можем определить, что граница раздела жирного и тощего газов изменяется по закону, формула которого имеет вид

$$r_{Ti} = \sqrt{\frac{(Q_3 p_{ст} - \Omega_{T0} p_{T0}^*) \Omega_n}{\pi m h (p_{пл}^* \Omega_n + Q_3 - Q_{ог})}}. \quad (VI.33)$$

Процесс закачки в пласт воды с целью поддержания давления выгодно отличается от сайклинг-процесса тем, что позволяет отбирать и газ, и конденсат одновременно. Недостаток же его заключается в относительно низкой общей отдаче углеводородов за счет остаточного газа в обводненной части пласта и образования целиксов газа и конденсата.

Разработка на режиме истощения

Газоконденсатные месторождения на режиме истощения разрабатывают в тех случаях, когда поддержание давления в залежи не осуществляют. При этом теряется 40—50 % тяжелых углеводородов, но удешевляется и ускоряется процесс. Большинство месторождений разрабатывают этим способом.

При таком режиме расчет разработки газоконденсатной залежи мало отличается от расчета газовых месторождений, поскольку конденсат, даже если он выпал в пласте, занимает незначительную часть порового объема и почти не изменяет проницаемость пород.

Коэффициенты a и b в уравнении притока газа к скважине при выпадении конденсата могут измениться, так как конденсат скапливается в призабойной зоне, но это можно учесть.

Таким образом, задача сводится к оценке изменения во времени количества добываемого конденсата и его состава, а также к оценке возможных потерь тяжелых углеводородов в пласте к концу разработки залежи. Для этого используют специальные установки (бомбы PVT), в которых создают разные давление и температуру.

Известны два вида конденсации паров смеси углеводородов — дифференциальная и контактная. Первая состоит в том, что изотермическое снижение давления в бомбе достигается отбором газообразной фазы. Вторая предполагает увеличение объема сосуда.

С точки зрения разработки газоконденсатной залежи интересна дифференциальная конденсация.

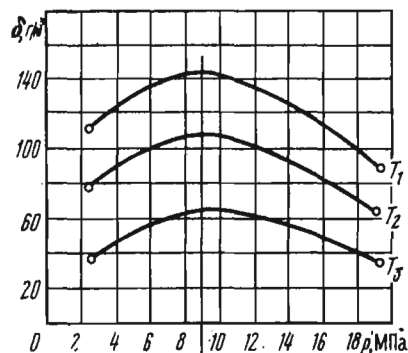


Рис. VI.6. Изотермы конденсации смеси углеводородов.
Температура смеси: $T_1 < T_2 < T_3$; δ — удельное содержание жидкой фазы (конденсата)

Главные характеристики газоконденсатной смеси, получаемые с помощью бомбы PVT, — диаграмма фазовых состояний (см. рис. VI.5) и изотермы конденсации (рис. VI.6).

Данные лабораторных исследований пересчитывают на пластовые следующим образом.

Находят запасы жирного газа

$$Q_{эж} = \frac{\Omega_n \rho_{пл ж}^* T_{ст}^2}{\rho_{ст}^2 \rho_{пл ж} T_{пл}} \quad (VI.34)$$

Индекс ж относится к параметрам жирного газа.

Определяют начальные запасы газообразных фракций бутана и более тяжелых компонентов, приведенные к стандартным условиям:

$$Q_{C4+} = q_{кн} Q_{эж},$$

где $q_{кн}$ — удельное содержание конденсата, $см^3/м^3$ (определяют по данным лабораторных исследований).

Количество жирного газа, которое можно добыть из залежи до начала обратной конденсации:

$$Q_{нкж} = Q_{эж} - \frac{\Omega_n \rho_{пл к}^* T_{ст}^2}{\rho_{ст} T_{пл}^2 \rho_{пл к}} \quad (VI.35)$$

$\rho_{пл к}^*$ — давление начала конденсации.

Количество жирного газа, которое можно добыть при снижении давления от $\rho_{пл к}^*$ до текущего в залежи $\rho^*(t)$, находят по формуле

$$Q_{p(t) ж} = Q_{эж} - Q_{нкж} - \frac{\Omega \rho^*(t) T_{ст}}{z(\rho^*(t)) \rho_{ст} T_{пл}} \quad (VI.36)$$

Здесь Ω — текущий газонасыщенный объем:

$$\Omega = \Omega_n - Q_{конд},$$

где $Q_{конд}$ — объем конденсата, осевшего в пласте (эту величину,

Таблица VI.1

Результаты лабораторных исследований дифференциальной конденсации углеводородов

Давление p , МПа	Операция	Среднее давление на ступени $p_{ср}$, МПа	Массовая доля жидкости в бомбе, %	Количество жидкости q , $см^3/м^3$	Количество газа, отобранного из бомбы, % к первоначальному значению
30	Наблюдение	27,5	0	0	
30—25	Отбор газа				
25	Наблюдение	22,5	13	537	10,8
25—20	Отбор газа				
20	Наблюдение	17,8	16,8	694	25,0
20—15,7	Отбор газа				
15,7	Наблюдение	13,7	16,9	698	38,9
15,7—11,7	Отбор газа				
11,7	Наблюдение	10,0	16	660	52,3
11,7—8,3	Отбор газа				
8,3	Наблюдение	6,5	15	619	63,9
8,3—4,7	Отбор газа				
4,7	Наблюдение		13,6	561	76,0

характеризующую потери конденсата, определяют по данным лабораторных исследований); Ω_n — начальный объем порового пространства залежи, занятого газом.

$$Q_{конд} = q \Omega_n.$$

Значение q устанавливают по табл. VI.1 как функцию текущего давления в залежи. Расчеты ведут по ступеням.

§ 5. ЭКОНОМИКА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные технологические показатели разработки месторождений взаимосвязаны, но могут варьироваться. Оптимальный вариант находят по затратам средств.

Добычу газа из залежи обычно задают на основе данных более высокого уровня. В этих условиях оптимальный вариант определяют минимумом приведенных затрат с учетом их разновременности:

$$P_3 = \mathcal{E} + E_n K, \quad (VI.37)$$

где $\mathcal{E}$ — годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб/год; E_n — нормативный коэффициент окупаемости капиталовложений, 1/год (0,12—0,15) 1/год; K — капитальные затраты.

Затраты текущего года не равнозначны затратам последующих лет, более весомы, поэтому в формулу (VI.37) вводится поправка $(1 - E_n)^{-t}$, где t — время в годах; E_n — нормативный коэффициент приведения ($E_n = 0,08—0,1$).

При сравнении вариантов учитывают следующие переменные затраты: на бурение и обустройство скважин K_c , прокладку шлейфов $K_{ш}$, прокладку коллекторов K_k , установку подготовки газа $K_{пг}$, дожимную компрессорную станцию $K_{дкс}$.

Эксплуатационные расходы складывают из амортизационных отчислений $\mathcal{E}_a$ по перечисленным элементам капитальных затрат, заработной платы $\mathcal{E}_z$, расходования материалов $\mathcal{E}_m$, энергии $\mathcal{E}_\rho$. С учетом сказанного исходная формула (VI.37) получает вид:

$$P_a = \sum_{i=1}^n \left(E_n \sum_{i=1}^m K_i + \sum_{j=1}^l \mathcal{E}_j \right) (1 + E_n)^{-t}. \quad (\text{VI.38})$$

Капиталовложения (в тыс. руб.) принимают пропорциональными числу запланированных скважин:

$$K_c = (a + b)n, \quad (\text{VI.39})$$

где a и b — затраты на бурение и оборудование, тыс. руб./скв. (устанавливают по реальным величинам и справочникам).

$$K_{ш} = \sum_{i=1}^k L_i d_i C_i. \quad (\text{VI.40})$$

Здесь L_i — длина i -го шлейфа, км; d_i — диаметр i -го шлейфа, см; C_i — стоимость прокладки 1 км шлейфа диаметром d_i ; тыс. руб./км (определяют по справочникам).

Затраты на коллекторы также находят по формуле (VI.40).

Капиталовложения в систему подготовки газа определяют по справочникам укрупненных норм и расценок по видам систем и их производительности:

$$K_{пг} = dQ. \quad (\text{VI.41})$$

Здесь d — удельные затраты, тыс. руб./млн. м³; Q — расход газа по залежи, млн. м³/сут.

Затраты на компрессорные станции устанавливают по справочникам по известной мощности (например, мощности станции ФГМ 1035-74).

Аналогичным образом вычисляют эксплуатационные расходы. Затраты на амортизацию основных средств определяют по зависимости

$$\mathcal{E}_a = \sum_{i=1}^n \alpha_i K_i, \quad (\text{VI.42})$$

где α_i — норма амортизации, 1/год; K_i — капиталовложения i -го вида.

Затраты на заработную плату обслуживающего персонала

$$\mathcal{E}_z = r_c n \mathcal{Z}_c + r_{кс} m \mathcal{Z}_{кс} + r_{пг} Q \mathcal{Z}_{пг}. \quad (\text{VI.43})$$

Здесь r_c , $r_{кс}$, $r_{пг}$ — нормированная численность обслуживающего персонала, человек на одну скважину, на одну машину

компрессорной станции и на 1/млн. м³ подготавливаемого газа; $\mathcal{Z}_c$, $\mathcal{Z}_{кс}$ и $\mathcal{Z}_{пг}$ — годовая средняя зарплата на одного человека обслуживающего персонала.

Результаты расчетов по нескольким вариантам представляют в табличной форме. Кроме того, строят график приведенных затрат как функцию одного из переменных показателей, например числа скважин.

Минимум затрат с учетом ряда технологических и других показателей, например численности кадров, наличия буровых станков и т. д., — основа выбора наилучшего варианта.

§ 6. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ И ЗАПАСЫ ГАЗА

При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений обычно исходят из утвержденных запасов углеводородов. В то же время при их добыче предполагается решение многих вопросов, связанных с распределением отборов газа по газоносным провинциям и по стране в целом. Последнее, в свою очередь, зависит от соотношения разведанных и прогнозных запасов, от темпов перевода запасов одной категории в другую.

В процессе разработки залежи можно уточнить запасы газа по данным о падении пластового давления во время отбора газа.

Степень разведанности запасов характеризуется соотношением

$$f_t = Q_{зр}(t)/Q_{пр}, \quad (\text{VI.44})$$

где $Q_{зр}(t)$ — разведанные запасы к моменту времени t ; $Q_{пр}$ — потенциальные ресурсы газа.

Эффективность геологоразведочных работ может быть выражена коэффициентом

$$\alpha = Q'_{зр}/H. \quad (\text{VI.45})$$

Здесь $Q_{зр}$ — прирост запасов газа за счет поисково-разведочного бурения; H — проходка, м.

Эффективность поисково-разведочного бурения и, следовательно, геологоразведочных работ растет с начальной стадии работ, достигает максимума, как показывает опыт, примерно при 30 %-ной разведанности запасов, а затем снижается (рис. VI.7). Соответственно объем разведочных работ целесообразно сначала наращивать, затем поддерживать на постоянном уровне до значений степени разведанности примерно 70 %, после чего постепенно снижать до нуля по мере уменьшения до нуля α .

Для новых районов с невысокой степенью разведанности потенциальных ресурсов задаются значением усредненной максимальной эффективности по сравнению с эффективностью в освоенных районах.

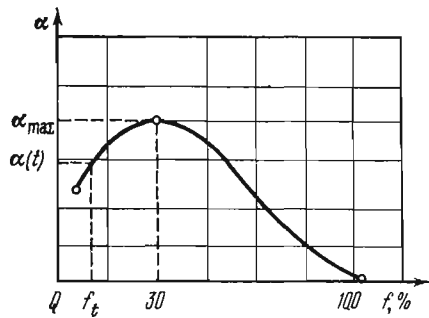


Рис. VI.7. Зависимость коэффициента эффективности геологоразведочных работ α от степени разведанности ресурсов f

дочных работ и соответственно

Относительная эффективность геологоразведочных работ характеризуется коэффициентом

$$\bar{\alpha}_t(f) = \frac{\alpha_t(f)}{\alpha_{\max}(f)} \quad (\text{VI.46})$$

или

$$\alpha_t(f) = \alpha_{\max}(f) \bar{\alpha}_t(f).$$

Здесь $\alpha_t(f)$ и $\alpha_{\max}$ — эффективность геологоразведочных работ соответственно текущая и максимальная.

По зависимости (VI.46) можно определить текущую эффективность геологоразведочных работ и соответственно

$$Q'(t) = \alpha_t(f) H_t(f). \quad (\text{VI.47})$$

Задаваясь шагом расчета по времени Δt , с помощью зависимости (VI.47) устанавливают разведанные запасы газа на момент времени $t + \Delta t$:

$$Q_{\text{эр}}(t + \Delta t) = Q_{\text{эр}}(t) + Q'_t(t) \Delta t. \quad (\text{VI.48})$$

Зная $Q_{\text{эр}}(t + \Delta t)$, по формуле (VI.44) нетрудно найти степень разведанности ресурсов в момент времени $t + \Delta t$. С помощью рис. VI.7 и формул (VI.45) и (VI.47) можно найти годовой прирост разведанных запасов газа на новом интервале времени $Q'_t(t, t + \Delta t)$, а по формуле (VI.48) — новое значение разведанных запасов газа при заданном времени T и $Q_{\text{эр}} = Q_{\text{пр}}$.

В процессе прогнозирования разработки газовых месторождений к одному из основных параметров, который необходимо установить, относится темп отбора запасов газа из залежи или их совокупности. Для этого следует знать кратность запасов или их обеспеченность.

Обеспеченность — отношение извлекаемых запасов на начало года к годовой добыче газа. Она измеряется годами. При заданной обеспеченности годовой отбор газа

$$Q(t) = \frac{Q_{\text{эр}}(t) \eta_{\text{г}} - Q_{\text{доб}}(t)}{K}, \quad (\text{VI.49})$$

где $Q_{\text{эр}}(t)$ — разведанные геологические (по категориям А + В + С₁) запасы газа к моменту времени t ; $\eta_{\text{г}}$ — коэффициент газоотдачи; $Q_{\text{доб}}(t)$ — суммарный объем газа, добытого к времени t ; K — кратность (обеспеченность) извлекаемых запасов.

Поскольку $Q_{\text{эр}}(t)$ и $Q_{\text{доб}}(t)$ изменяются, расчет следует вести по этапам, обычно равным одному году. В этом случае

$$Q_{\text{доб}}(t + \Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + Q(t) \Delta t. \quad (\text{VI.50})$$

Поскольку эффективность разведочных работ сначала возрастает (см. рис. VI.7), а затем падает, прирост разведанных запасов сначала также быстро увеличивается (примерно до 30 % разведанности ресурсов), а потом продолжает возрастать, но уже медленно.

Запасы конденсата и отборы оценивают на основе запасов газа и темпов его отбора. При этом исходим из предположения, что содержание конденсата в газе постоянно.

Разведанные запасы конденсата ко времени $t + \Delta t$ на отрезке t_1 значительного роста разведанных запасов газа находят по формуле

$$Q_{\text{рк}}(t + \Delta t) = Q_{\text{рк}}(t) + \left(\frac{Q_{\text{рк}_2} - Q_{\text{рк}_1}}{t_1} \Delta t \right). \quad (\text{VI.51})$$

Соответственно при t_2 имеем

$$Q_{\text{рк}}(t + \Delta t) = Q_{\text{рк}}(t) + \left(\frac{Q_{\text{рк}_3} - Q_{\text{рк}_2}}{t_2} \Delta t \right), \quad (\text{VI.52})$$

где t_2 — время, на котором наблюдаются низкие темпы прироста запасов газа.

Объемы добычи конденсата определяются аналогично объемам добычи газа:

$$Q_{\text{к}}(t) = \frac{Q_{\text{к}}(t) \eta_{\text{к}} - Q_{\text{доб к}}(t)}{K}, \quad (\text{VI.53})$$

где $Q_{\text{к}}(t)$ — разведанные запасы конденсата по категориям А + В + С₁; $\eta_{\text{к}}$ — коэффициент конденсатоотдачи; $Q_{\text{доб к}}(t)$ — суммарная добыча конденсата ко времени t ; K — обеспеченность извлекаемыми запасами газа.

Запасы газа по падению пластового давления определяют в том случае, если пластовые воды, окружающие залежь, неподвижны. Реально этого никогда не бывает. Но, с другой стороны, даже при высокой активности пластовые воды начинают заметно внедряться в залежь при отборе из нее не менее 10—20 % газа от начальных запасов. Но за это время на 10—20 % снижается средневзвешенное давление в пласте, что вполне достаточно для оценки запасов с точностью до 5—10 %. Эта точность намного больше точности установления запасов объемным методом. Исходя из уравнения материального баланса

$$Q_{\text{з}} = Q_{\text{ост}} + Q_{\text{отоб}} = Q_{\text{отоб}} + \Omega \alpha \frac{p_{\text{пл}} T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}} z T_{\text{пл}}}. \quad (\text{VI.54})$$

Здесь $Q_{\text{ост}}$ — приведенный к стандартным условиям объем газа, остающегося в пласте; $Q_{\text{отоб}}$ — объем газа, отобранный из

залежи (включая потери), также исчисленный при стандартных условиях; Ω — эффективный газонасыщенный суммарный объем пор; α — газонасыщенность пласта; $T_{ст}$, $T_{пл}$ — средняя температура соответственно при стандартных условиях и пластовая; z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Для решения уравнения (VI.54) довольно знать значения $Q_{отоб}$ и $p_{пл}$. Но результаты получают более точными, если имеется несколько значений указанных величин, поскольку они не всегда могут быть измерены и вычислены достаточно точно. Основная сложность использования уравнения (VI.54) состоит в оценке средневзвешенного давления в залежи ($p_{пл}$).

Существует ряд способов определения этой величины. Один из обычных состоит в следующем. Измеряют давление в неэксплуатирующихся и в специально временно остановленных скважинах.

Статическое давление в скважинах, которое установить по тем или иным причинам не удастся, вычисляют по уравнению притока, полученному на основании исследований скважин.

Статические пластовые давления, измеренные на устье скважин, пересчитывают на условия забоя и наносят на карту размещения скважин. По ней с помощью логарифмической интерполяции строят карту изобар, на которой находят средневзвешенное (по площадям, а если можно — по объемам) давление в залежи на данное время:

$$p_{пл}/z = \frac{1}{F} \sum_{i=1}^n \frac{p_i}{z(p)} F_i. \quad (VI.55)$$

Здесь $p_{пл}$ — давление на i -й площади залежи; F_i — суммарная площадь залежи.

На практике возможны различные более сложные варианты описанной задачи. Например, подсчет запасов при перетоке газа из пласта в пласт при одновременной разработке двух пластов и т. д. Решения сводят к использованию уравнения (VI.55) для различных пластов и времени разработки.

Подсчет запасов газа и конденсата по данным разработки залежи. Запасы газа в залежи — одна из самых важных ее характеристик. Подсчетом и утверждением запасов кончается официальный период разведки залежи, после которого, если запасы признаны промышленными, она передается в разработку.

Однако определить запасы газа объемным методом и с желаемой точностью совсем нелегко, и здесь нередки просчеты, чреватые большими издержками.

В то же время имеется реальная возможность уточнить запасы в ходе опытно-промышленной разработки залежи, пока еще возможно внесение в проекты коррективов. Уточнение возможно как за счет геологических сведений, получаемых при

бурении скважин, так и с помощью первых результатов опытно-промышленной эксплуатации залежи (по падению давления).

Подсчет запасов объемным методом. Бурение в процессе опытно-промышленной эксплуатации скважин позволяет уточнить геологическое строение продуктивной толщи, выделить в ней относительно однородные участки и зоны непромышленной газонасыщенности. В результате устанавливают запасы газа не так, как это обычно делается по усредненным отдельным значениям давления $p_{ср}$, газонасыщенности $\alpha_{ср}$, пористости $m_{ср}$, толщине $h_{ср}$ и площади залежи $F_{ср}$ согласно выражению

$$Q_3 = \alpha_{ср} m_{ср} h_{ср} F \frac{T_{ст} p_{ср}}{T_{пл} p_{ст} z_{ср}}, \quad (VI.56)$$

а по зависимости

$$Q_3 = \sum_{i=1}^n Q_i = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{p m \alpha}{T_{пл} z} V \right)_i$$

или

$$Q_3 = \frac{h T_{ст}}{p_{ст}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\alpha p m}{T_{пл} z} F \right)_i.$$

Расчет можно вести и по удельным запасам Q_y (приходящимся на конкретную скважину):

$$Q_y = \sum_{i=1}^n \left(\frac{p m \alpha}{T z} h \right)_i,$$

где i — число продуктивных пропластков в скважине. Значения удельных запасов, приходящихся на отдельную скважину, наносят на карту и по ним строят изолинии равных удельных запасов. Далее находят площади, соответствующие некоторым значениям Q_y .

Запасы всей залежи составят

$$Q_3 = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \sum_{i=1}^m Q_{yi} F_i.$$

§ 1. СПОСОБЫ ПОДЪЕМА НЕФТИ НА ПОВЕРХНОСТЬ

При вводе в разработку новых месторождений, как правило, пластовой энергии бывает достаточно для подъема нефти из скважины. Способ эксплуатации, при котором подъем жидкости осуществляется только за счет пластовой энергии, называется фонтанным.

По мере падения пластового давления или с ростом обводнения скважин переходят на механизированные способы эксплуатации: газлифтный или насосный. При насосной эксплуатации скважин используют установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) и штанговые скважинные насосы (ШСН). В табл. VII.1 приведено распределение числа скважин в зависимости от способа эксплуатации.

После прекращения фонтанирования высокопродуктивные скважины эксплуатируются газлифтным способом или с помощью погружных центробежных электронасосов, а низкопродуктивные — штанговых скважинных насосов. Большинство добывающих скважин (60 %) оборудованы ШСН, хотя ими добывается лишь 16,1 % нефти. Средняя обводненность продукции скважин составляет 71,3 %, т. е. на 1 т нефти приходится 2 т пластовой воды. Минерализованную пластовую воду закачивают обратно в пласты для поддержания давления и предотвращения загрязнения окружающей среды.

Таблица VII.1

Распределение числа скважин и добычи нефти в зависимости от способа эксплуатации

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут		Добыча, % от общей	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости
Фонтанный	8,8	31,1	51,9	19,5	9,3
Газлифтный	4,3	35,4	154,7	11,6	14,6
УЭЦН	27,4	28,5	118,4	52,8	63,0
ШСН	59,4	3,9	11,0	16,1	13,1
Прочие	0,1	—	—	—	—

§ 2. ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПО ГЛУБИНЕ СКВАЖИН
ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Артезианские скважины. Такие скважины фонтанируют, когда пластовое давление больше гидростатического давления столба жидкости в скважине, т. е.

$$p_{пл} > \rho_{ж} g H,$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости. При установившемся режиме эксплуатации скважины забойное давление

Определяют его по уравнению притока в зависимости от дебита скважины Q . При линейной фильтрации $p_z = p_{пл} - (Q/K)$, где K — коэффициент продуктивности скважины. Забойное давление компенсирует гидростатическое давление столба жидкости, потери на трение при ее движении и давление на устье, необходимое для транспорта продукции, т. е.

$$p_z = \rho_{ж} g H + p_{тр} + p_y. \quad (VII.1)$$

Потери давления на трение при движении жидкости по трубам рассчитывают по уравнению Дарси — Вейсбаха

$$p_{тр} = 8\lambda Q^2 \rho_{ж} H / \pi^2 d^5,$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; d — внутренний диаметр труб. Так как эти потери пропорциональны длине трубы при турбулентном и ламинарном режимах течения, уравнение (VII.1) — линейная функция давления относительно глубины скважины H (рис. VII.1).

Фонтанные нефтяные скважины. Фонтанирование таких скважин может происходить и при пластовом давлении, меньшем, чем гидростатическое давление столба жидкости в скважине. Это обусловлено большим количеством растворенного в нефти газа. Со снижением давления во время подъема продукции скважины в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) выделяется растворенный газ и образуется газожидкостная смесь плотностью $\rho_{см}$ ($\rho_{см} < \rho_{ж}$).

Условие фонтанирования нефтяной скважины:

$$p_{пл} > \bar{\rho}_{см} g H. \quad (VII.2)$$

Уравнение баланса давления имеет вид

$$p_z = \bar{\rho}_{см} g H + p_{тр} + p_y. \quad (VII.3)$$

где $\rho_{см}$ — средняя плотность смеси вдоль колонны НКТ.

На рис. VII.2 показаны кривые изменения давления с глубиной в фонтанных скважинах. На участке от забоя до точки, где давление равно давлению насыщения p_n , движется однородная жидкость, поэтому давление изменяется по линейному закону. При снижении давления ниже p_n из раствора начинает выделяться газ и образуется газожидкостная смесь. Чем меньше

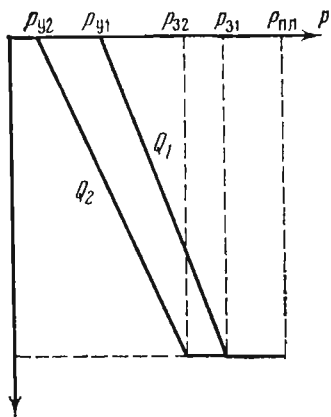


Рис. VII.1. Зависимость давления от глубины скважины H при дебитах $Q_2 > Q_1$

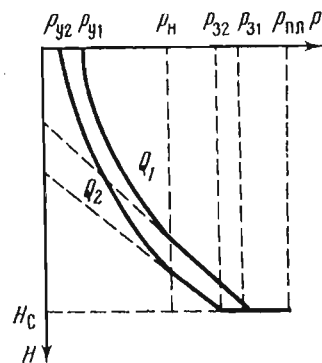


Рис. VII.2. Кривые изменения давления с глубиной в фонтанной скважине при дебите $Q_2 > Q_1$

давление (при приближении к устью скважины), тем больше выделится газа, а уже ранее выделившийся — расширится, т. е. меньше будет плотность смеси и градиент давления. В этом случае давление вдоль лифта при движении газожидкостной смеси изменяется по нелинейному закону. Если забойное давление меньше давления насыщения, то нелинейность указанной зависимости $p=f(H)$ будет наблюдаться по всей глубине скважины. За счет изменения потерь на трение закономерность изменения давления будет более сложной, чем на рис. VII.2.

Итак, количество свободного газа в смеси вдоль ствола скважины увеличивается по мере приближения к устью, соответственно меняется и плотность смеси. Поэтому в формулах (VII.2) и (VII.3) принята средняя плотность смеси $\rho_{см}$, соответствующая среднему объему выделившегося газа, приходящегося на единицу массы или объема жидкости.

Механизированные скважины. При разработке месторождения энергия на забое уменьшается вследствие падения пластового давления или обводнения скважины. Тогда для поддержания дебита скважины постоянным необходимо снижать забойное давление. Рассмотрим кривые $p=f(H)$ на рис. VII.2 (они смещаются влево). Давление на устье падает, что может стать недостаточным для транспорта продукции скважины к сборному пункту.

В процессе обводнения скважины увеличивается плотность жидкости и, что более существенно, уменьшается количество поступающего в скважину газа. Если $p_3 > p_n$, практически весь газ выделяется из нефти, в воде же его содержание пренебрежимо мало. В результате с ростом обводненности уменьшается количество газа в смеси и увеличивается ее плотность. Градиент

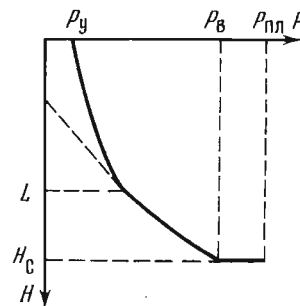


Рис. VII.3. Кривые изменения давления с глубиной в газлифтной скважине

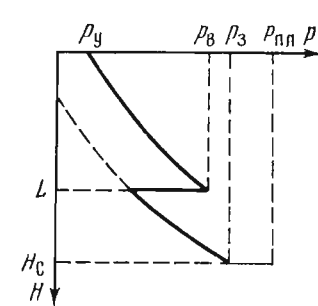


Рис. VII.4. Кривые изменения давления с глубиной в насосной скважине

давления возрастает, и при одном и том же забойном давлении это приводит к необходимости уменьшения устьевого давления.

Наступает момент, когда равенство (VII.3) не может быть выполнено и тогда необходим подвод дополнительной энергии (энергии сжатого газа или механической энергии насоса).

На рис. VII.3 и VII.4 показаны кривые изменения давления в газлифтной и насосной скважинах. При газлифтном способе эксплуатации для уменьшения плотности газожидкостной смеси на глубине L в продукцию нагнетают дополнительное количество свободного газа. В результате под воздействием забойного p_3 давления обеспечивается подъем более легкой смеси и создаются условия, необходимые для транспорта продукции.

При насосном способе эксплуатации на глубину L спускают насос, давление на выкиде которого p_v достаточно для подъема продукции скважины.

§ 3. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

При восходящем движении газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах (НКТ) более легкий газ опережает жидкость. Разность средних объемных скоростей движения газа и жидкости называется относительной скоростью. Ее значение зависит от свойств газа и жидкости, скорости смеси, газонасыщенности, и при стесненных условиях движения смеси в НКТ она может быть высокой.

Скорость всплытия одиночных пузырьков газа в сосуде неограниченного диаметра определяется свойствами газа и жидкости и линейными размерами пузырьков (рис. VII.5). Для пузырьков малого размера, имеющих сферическую форму, она возрастает пропорционально квадрату диаметра пузырька (закон Стока). С увеличением размеров пузырьков форма их меняется, скорость всплытия их при этом возрастает медленнее. Наступает момент, когда силы поверхностного натяжения не

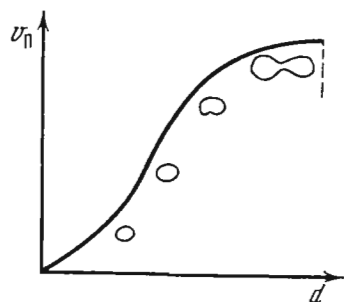


Рис. VII.5. Зависимость скорости всплытия пузырька газа в жидкости от его линейного размера

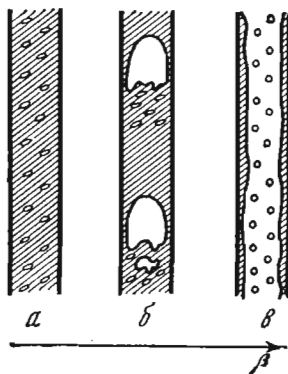


Рис. VII.6. Структура газожидкостной смеси при восходящем ее движении в трубах

могут сохранить целостность пузырьков. Происходит их дробление, и более мелкие всплывают с несколько меньшей скоростью.

Итак, максимальная скорость всплытия одиночных пузырьков газа в жидкости ограничена и зависит от свойств и газа, и жидкости. Например, максимальная скорость всплытия пузырьков воздуха в дистиллированной воде порядка 26 см/с, а газа в нефти обычно не превышает 20 см/с.

В добывающих скважинах на поток газожидкостной смеси влияют размеры НКТ. При малой газонасыщенности пузырьки газа находятся на некотором расстоянии друг от друга (пузырьковая структура, рис. VII.6, а). Их формы и размеры определяются соотношениями между силами сопротивления и поверхностного натяжения. Относительная скорость при этой структуре не превышает 10—20 см/с.

С ростом газонасыщенности при определенных свойствах газа и жидкости происходит слияние пузырьков. В этом случае диаметр их практически равен диаметру труб и развивается четочная (пробковая) структура (см. рис. VII.6, б). Относительная скорость газа достигает 50—100 см/с.

При дальнейшем увеличении газонасыщенности пузырьки сливаются и образуется кольцевая структура или структура тумана (см. рис. VII.6, в). Часть жидкости переносится потоком газа в виде капель, часть движется вдоль стенки трубы, увлекаемая газом за счет сил трения. Относительная скорость при такой структуре течения может быть значительной (достигать десятков метров в секунду) и небольшой (когда толщина кольцевого слоя жидкости на стенках трубы незначительна и жидкость переносится в основном потоком газа в виде мельчайших капель). Помимо указанных структур можно выделить

также и промежуточные виды. Вид структуры зависит не только от газонасыщенности, но и от скоростей фаз и свойств жидкости и газа.

Различают два вида газонасыщенности: расходную β — отношение объемного расхода газа к расходу смеси при данных термодинамических условиях и истинную ϕ — это отношение средней площади трубы, занятой газом, к площади сечения трубы. Если бы газ и жидкость двигались с одинаковой скоростью, то ϕ была бы равна β . В восходящем потоке смеси газ движется с большей скоростью, поэтому $\phi < \beta$, и тем меньше, чем больше относительная скорость. Действительно, газ при одинаковом расходе, двигаясь с большей скоростью, занимает меньшую площадь сечения трубы.

Итак, с ростом относительной скорости уменьшается содержание газа в смеси, а это ведет к увеличению ее плотности.

Впервые дифференциальное уравнение движения газожидкостной смеси получил Верслус в 1930 г. При его выводе скорости жидкой и газовой фаз принимались одинаковыми. В 1933 г. А. П. Крылов вывел уравнение движения, в котором учитывал различие в скоростях фаз.

В дифференциальных уравнениях движения газожидкостных смесей по трубам учитываются разнообразные процессы и явления (массо- и теплообмен между фазами, процессы на границе раздела фаз и т. д.). Не все из них можно проинтегрировать в общем виде, но при наличии ЭВМ их решение не вызывает затруднений. И все-таки проблема расчета движения газожидкостных смесей окончательно не решена, так как в уравнениях остаются два параметра, которые нельзя определить теоретически: один из них характеризует потери энергии на преодоление массы столба смеси, другой — на трение.

Для решения проблемы определения потерь на трение при движении по трубам однофазного потока потребовались труды сотен исследователей в течение ряда десятилетий. В результате была получена зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса. Универсальная зависимость для коэффициента, характеризующего гидравлические потери при движении газожидкостной смеси, пока не найдена. То же самое можно сказать об относительной скорости газа в потоке смеси. Эта скорость или определяемая ею истинная газонасыщенность зависит от скорости движения смеси и свойств газа и жидкости, последние, в свою очередь, являются функцией давления и температуры. Вывод уравнений расчета коэффициента истинной газонасыщенности осложняется процессами коалесценции и диспергирования пузырьков газа при движении смеси. На эти процессы влияет содержание в жидкости поверхностно-активных веществ, учесть которые очень трудно. Эти вещества также влияют и на условия перехода от одной

структуры к другой в процессе движения смеси, т. е. на гидравлические потери.

Для определения составляющих потерь давления на преодоление массы столба смеси и на трение используют эмпирические зависимости, полученные при обработке данных промысловых или лабораторных исследований. В уравнении движения газожидкостной смеси пренебрегают потерями давления на ускорение и потерями, имеющими еще меньшее значение. Такое уравнение имеет вид

$$dp = \rho_{см} g dh + dp_{тр}, \quad (VII.4)$$

где dp — общие потери давления по длине подъемника dh ; $\rho_{см}$ — плотность смеси; g — ускорение свободного падения; $dp_{тр}$ — потери давления на трение. Условия проведения экспериментов обычно не одинаковы, различны также и методы интерпретации данных исследований. Поэтому методики расчета движения газожидкостных смесей отличаются друг от друга.

При расчете промысловых газожидкостных подъемников наиболее распространены в нашей стране методики А. П. Крылова — Г. С. Лутошкина, из зарубежных: Поэтмана и Карпендера, Данса и Роса, Оркишевского. Эти методики, к сожалению, не универсальны, и поэтому при использовании любой из них необходимо учитывать условия месторождения, для чего обычно сравнивают расчетные кривые изменения давления вдоль лифта с фактическими, полученными поинтервальными измерениями давления в эксплуатирующихся скважинах.

Цель расчета промысловых газожидкостных подъемников — выбор оборудования и установление режима эксплуатации скважин при различных способах эксплуатации. Необходимость расчета подтверждается данными анализа зависимости потерь давления от диаметра, дебита жидкости и расхода газа. Перепишем уравнение (VII.4) в безразмерном виде:

$$\frac{1}{\rho_{ж}g} \frac{dp}{dh} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} + \frac{1}{\rho_{ж}g} \frac{dp_{тр}}{dh}, \quad (VII.5)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости.

В левой части этого уравнения приведены общие потери энергии, в правой — потери энергии на преодоление массы столба смеси и на трение.

Рассмотрим изменение общих потерь энергии в функции расхода газа V при подъеме жидкости с заданным дебитом q по трубам диаметром d (рис. VII.7). Увеличение расхода газа ведет к росту скорости смеси, а следовательно, и потерь на трение $dp_{тр}/\rho_{ж}g dh$ (см. рис. VII.7, кривая 1), а также к увеличению истинной газонасыщенности смеси и уменьшению ее плотности, т. е. к уменьшению первого слагаемого в правой части уравнения (VII.5) (см. рис. VII.7, кривая 2).

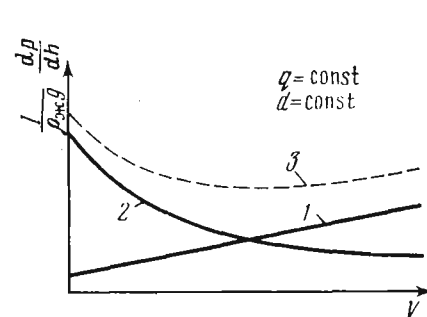


Рис. VII.7. Зависимость общего градиента давления и его составляющих от расхода газа при постоянных диаметре НКТ и дебите жидкости

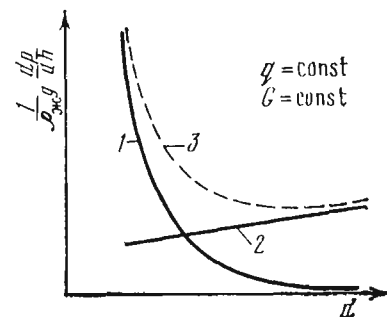


Рис. VII.8. Зависимость потерь энергии от диаметра подъемника при заданных расходах жидкости q и газовом факторе

Если газонасыщенность незначительная, течение смеси происходит при пузырьковой структуре и небольшой относительной скорости движения газа. В этом случае увеличение расхода газа приводит к значительному уменьшению плотности. С ростом газонасыщенности относительная скорость повышается (пробковая, кольцевая структуры), поэтому возрастание расхода газа влияет в меньшей степени на плотность смеси (кривая 2 на рис. VII.7 выполаживается).

Зависимость общих затрат энергии от расхода газа получим, складывая кривые 1 и 2. Результирующая кривая 3 на рис. VII.7 имеет минимум. При малой газонасыщенности потока вследствие увеличения расхода газа первое слагаемое в правой части уравнения (VII.5) уменьшается быстрее, чем растет второе; при значительной газонасыщенности, наоборот, с возрастанием расхода газа потери на трение растут интенсивнее, чем уменьшаются потери энергии на преодоление массы столба смеси. В результате суммарные потери возрастают.

Итак, можно подобрать такой расход газа, который обеспечит подъем жидкости с заданным дебитом через трубы данного диаметра при минимальных затратах энергии (т. е. при минимальном градиенте давления). Это — главное условие выбора режима работы газожидкостного подъемника, особенно при газлифтом способе эксплуатации.

Рассмотрим зависимость общих потерь энергии от диаметра подъемника при заданных расходах жидкости и газа (рис. VII.8). Если диаметр подъемника небольшой, расход энергии может быть высоким вследствие больших потерь на трение. При постоянном дебите смеси потери давления на трение приближенно обратно пропорциональны пятой степени диаметра подъемника. Поэтому с увеличением диаметра они сначала резко уменьшаются, а затем темп их изменения становится более

медленным (см. рис. VII.8, кривая 1). В этом случае уменьшается скорость смеси и степень турбулизации потока; дробление пузырьков газа становится менее интенсивным, и более крупные пузырьки всплывают с большей относительной скоростью (см. рис. VII.5).

С ростом относительной скорости увеличиваются и плотность смеси, и расход энергии на преодоление массы столба смеси (см. рис. VII.8, кривая 2). При больших диаметрах эти потери возрастают интенсивнее, чем уменьшаются потери на трение (кривая 1). В результате общие потери снова начинают расти (кривая 3). Итак, для подъема заданного дебита жидкости при известном газовом факторе G или заданном расходе газа можно подобрать такой диаметр лифта, который обеспечит минимум расхода давления.

§ 4. ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОДЪЕМНИКА

При изучении закономерностей движения газожидкостных смесей в трубах только на основании экспериментальных данных устанавливают влияние на истинную газонасыщенность свойств фаз, характеристик потока смеси и оценивают потери давления на трение.

Основа большинства существующих методик расчета движения газожидкостных смесей по вертикальным трубам — эмпирические зависимости, полученные при обработке результатов лабораторных исследований, проводимых на установках, подобных установке А. П. Крылова. Его установка состояла из труб различного диаметра длиной 20 м, по которым движется газожидкостная смесь. При экспериментах измеряли расход фаз, общий перепад давления и истинную газонасыщенность ϕ потока. Затем определяли плотность смеси

$$\rho_{см} = \rho_{ж}(1 - \phi) + \rho_{г}\phi, \quad (VII.6)$$

а по формуле (VII.4) устанавливали потери давления на трение. В результате обработки данных исследований находили зависимость расхода давления на преодоление массы газожидкостной смеси и на трение от термодинамических, расходных и геометрических параметров. А. П. Крыловым было получено уравнение движения газожидкостной смеси по вертикальным трубам:

$$\frac{dp}{\rho_{ж}gdh} = \frac{q + 0,785d^2}{q + V + 0,785d^2} + a_1V^2 + a_2q^{1,75} + a_3Vq, \quad (VII.7)$$

где q и V — объемные расходы жидкости и газа при соответствующих термодинамических условиях, m^3/c ; d — внутренний диаметр труб, м; a_1 , a_2 и a_3 — коэффициенты, приведенные в табл. VII.2.

Таблица VII.2

Значения коэффициентов a_1 , a_2 , a_3

Динамическая вязкость жидкости, мПа·с	Внутренний диаметр НКТ, мм				
	40,3	50,3	62,0	75,9	100,3
Коэффициент a_1					
Для всех жидкостей	25,5	7,82	2,57	0,87	0,20
Коэффициент a_2					
1	3 290	1 150	425	163	43
5	4 920	1 720	635	243	65
20	6 950	2 430	898	344	91
Коэффициент a_3					
1	10 700	3 540	1 240	453	112
5	16 000	5 290	1 860	677	168
20	22 700	7 490	2 630	957	237

В уравнении (VII.7) первое слагаемое в правой части отражает потери энергии в безразмерном виде на преодоление массы столба смеси единичной длины, три последующих — потери на трение на единичной длине подъемника.

Рассмотренная методика А. П. Крылова (установления зависимостей) относится к группе, в которой потери на преодоление гидростатического давления смеси и на трение определяют отдельными зависимостями. При необходимости учитывают и инерционные потери давления или потери на ускорение смеси, которые в большинстве случаев пренебрежимо малы по сравнению с потерями на трение.

Другую группу составляют методики, в которых потери давления определяют по одной общей зависимости. Преимущество этих методик заключается в возможности установления эмпирических зависимостей на основе промысловых данных, т. е. в построении зависимостей для условий конкретных месторождений. Но эти методики менее универсальны.

§ 5. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПРОМЫСЛОВЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Для выбора оборудования и режима эксплуатации фонтанных и газлифтных скважин применяют аналитический метод А. П. Крылова и графоаналитический метод, основанный на использовании кривых изменения давления вдоль колонны НКТ ($p=f(H)$), называемых также градиентными кривыми или профилями давления. По этим методам практически получают одинаковые результаты при дебитах до 200 т/сут, газожидкостных отношениях до 100—150 m^3/m^3 и вязкостях жидкости, не превы-

шающих 20 мПа·с. В аномальных условиях (при больших дебитах и газосодержаниях или при откачке высоковязких жидкостей) точность графоаналитического метода будет выше, чем аналитического, если градиентные кривые $p=f(H)$ рассчитывались по методике, наиболее приемлемой для условий данного месторождения. О приемлемости методики судят, сравнивая данные, рассчитанные по нескольким методикам с фактическими результатами поинтервального измерения давления в эксплуатирующихся скважинах. Выбирают методику, по которой получают наименьшие отклонения расчетных результатов от фактических в широком диапазоне изменения параметров скважин на данном месторождении. Для расчета промысловых газожидкостных подъемников используют в основном графоаналитический метод.

Следует отметить, что название методов несколько условно, так как раньше для решения многих задач с применением формул А. П. Крылова пользовались графиками. В последнее время для промысловых расчетов широко используют ЭВМ. В машину вводится программа расчета по данной методике в виде аналитических и табличных зависимостей, характеристика пласта и скважин, а ЭВМ дает уже готовые рекомендации по выбору оборудования и установления оптимального режима эксплуатации скважин. Тем не менее в дальнейшем для наглядности и возможности анализа нами будут показаны последовательность и промежуточные результаты решения промысловых задач, где широко применяют графические методы решения и построения.

По выбранной для данного месторождения методике строят градиентные кривые $p=f(H)$ для НКТ различного диаметра при движении по ним продукции скважин с разными дебитами и обводненностью. Если скважины эксплуатируются газлифтным способом, во время построения градиентных кривых учитывают и различные газожидкостные отношения.

Для расчетов необходимо иметь результаты исследования пластовых нефтей. На рис. VII.9 показаны зависимости свойств нефти и газа от давления, значение объемного коэффициента нефти ν , количества выделившегося $V_{гв}$ и растворенного $V_{гр}$ газа, приходящегося на 1 т нефти, в функции давления. Эти кривые различны для каждого месторождения и определяются экспериментально.

Как уже отмечалось, в основу многочисленных методик расчета движения газожидкостных смесей по вертикальным трубам положено дифференциальное уравнение баланса давления:

$$-\frac{dp}{dh} = \bar{\rho}_{см}g + \bar{\rho}_{см}g \frac{dh_{тр}}{dh} + \bar{\rho}_{см} \frac{\bar{v}dv}{dh}, \quad (VII.8)$$

где dp — изменение давления на длине трубы dh ; $\bar{\rho}_{см}$ и $\bar{v}$ —

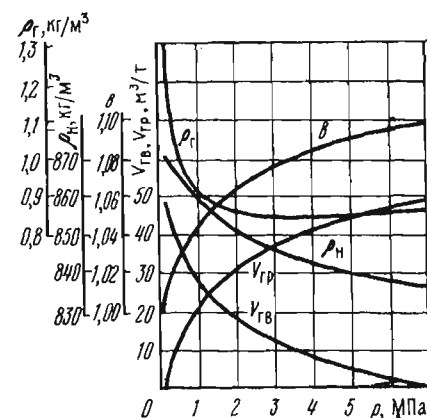


Рис. VII.9. Зависимости свойств нефти и газа от давления

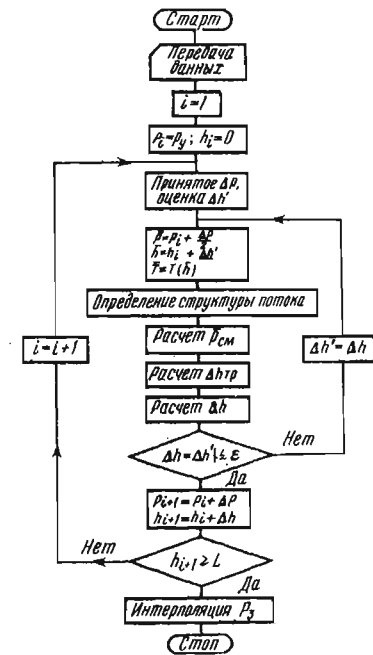


Рис. VII.10. Блок-схема расчета на ЭВМ забойного давления в зависимости от устьевого

средние значения плотности и скорости смеси на этой длине; g — ускорение свободного падения; $dh_{тр}$ — потери на трение на длине dh , выраженные в метрах столба смеси. Последнее слагаемое отражает потери на ускорение движения смеси.

Существующие методики отличаются конкретными выражениями для определения слагаемых в правой части уравнения (VII.8). Для каждой методики это уравнение (VII.8) можно представить в следующем виде:

$$dp/dh = f(p, h). \quad (VII.9)$$

Уравнение (VII.9) — нелинейное дифференциальное уравнение первого порядка. Так как в состав этого уравнения входят сложные эмпирические функции, аналитически оно не решается. Для решения (VII.9) чаще используют численный метод последовательных приближений (метод итерации), сущность которого заключается в следующем: уравнение (VII.9) преобразуют в уравнение в конечных разностях, задают численное значение приращения одной из переменных (Δp и Δh) и затем методом итерации определяют приращение другой переменной. Целесообразнее задаваться значением Δp . Это приводит к уменьшению числа итераций в одной расчетной ступени, вследствие того что параметры уравнений (VII.8) и (VII.9) в большей мере зависят от давления, чем от температуры.

На рис. VII.10 показана блок-схема расчета забойного да-

ления p_3 в зависимости от устьевого p_y . По этой схеме можно наглядно представить процесс расчета распределения давления вдоль ствола газожидкостного подъемника методом итераций.

После ввода необходимых данных вычисления начинают с известной точки (устье): глубина $h_1=0$, давление $p_1=p_y$. Принимают приращение давления Δp , которому соответствует приращение глубины $\Delta h'$ (приблизительно принятое). Это позволяет определить среднее давление $\bar{p}$ и температуру $\bar{T}$ на расчетном интервале, если предположить, что изменение температуры с глубиной известно.

Затем устанавливают структуру течения смеси на расчетном интервале (если ее рассматривают в используемой методике). Определив на заданном интервале плотность смеси $\bar{\rho}_{см}$ и потери на трение $\Delta h_{тр}$, по (VII.9) находят Δh , соответствующее принятому приращению давления Δp . Если значения $\Delta h'$ и Δh совпадают с требуемой точностью допустимой погрешности итерации ϵ , вычисления проводят для следующего интервала. В противном случае принимают найденное значение Δh при первой итерации за оценочное и повторяют расчет. Если вновь $|\Delta h - \Delta h'| > \epsilon$, то машина переходит к третьей итерации и так до тех пор, пока после очередной итерации не получат $|\Delta h - \Delta h'| \leq \epsilon$. Таким образом, ϵ — это допустимая погрешность итерации, т. е. максимально возможное различие в приращениях глубины Δh при их определении в двух последующих итерациях. Затем переходят к расчету следующего шага, задаются значением Δp и определяют соответствующее значение Δh .

Расчет продолжают до тех пор, пока сумма интервалов $h_i = \sum \Delta h_i$ не будет равной или не превысит длину НКТ L . При $h_i = L$ значение p_i соответствует расчетному забойному давлению. Если $h_i > L$, то p_3 находят интерполяцией.

По блок-схеме, показанной на рис. VII.10, устанавливают потери давления в многофазном вертикальном потоке с некоторым приближением. Точность будет тем больше, чем меньше приращение давления Δp и допустимая погрешность итерации ϵ . Следует учитывать, что с уменьшением Δp возрастает число интервалов или шагов, на которые разбивается длина НКТ, а с уменьшением ϵ — число итераций в одном шаге. В результате увеличивается машинное время.

При минимуме расхода машинного времени достаточную для практики точность получают в том случае, если $\epsilon = 1$ м, а интервал приращения давления выбирают с учетом условий, приведенных ниже.

p , МПа	<1	$1-4$	$4-16$	$16-30$	>30
Δp , МПа	$0,1$	$0,2$	$0,8$	$3,0$	$6,0$

При низких давлениях p градиент Δp в скважинах обычно мал, а скорость его изменения значительна. Поэтому для полу-

чения необходимой точности расчета следует принимать невысокий Δp . При высоких p , когда градиенты давления велики и изменяются медленно, для обеспечения требуемой точности можно брать большое Δp .

§ 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ФОНТАНИРОВАНИЯ

Для примера приведем алгоритм расчета градиентной кривой по методике А. П. Крылова. Преобразуем уравнение (VII.7) в уравнение в конечных разностях:

$$\Delta h = \Delta p / \rho_{ж} g \xi, \quad (VII.10)$$

$$\text{где } \xi = \frac{\bar{\rho}_{см}}{\rho_{ж}} + h_{тр}; \quad \bar{\rho}_{см} = \frac{q + 0,785d^2}{V + q + 0,785d^2} \rho_{ж};$$

$$h_{тр} = a_1 V^2 + a_2 q^{1,75} + a_3 V q.$$

Расчет ведем для i -го интервала при давлении p_i . В соответствии с данными, приведенными выше, выбираем Δp . Среднее давление на интервале $\bar{p} = p_i + \Delta p / 2$. Исходя из приближенной оценки длины интервала $\Delta h'$, находим среднюю температуру T (см. рис. VII.10). По методике А. П. Крылова предполагается, что в промысловых подъемниках существует одна пробковая структура. Поэтому переходим к расчету составляющих градиентов давления. По графикам (см. рис. VII.9) находим соответствующие давлению $\bar{p}$ значения $\rho_{г}$, $\rho_{н}$, $V_{гв}$, $V_{гр}$, b . Расходы жидкости и газа за 1 с определяем следующим образом.

В необводненных скважинах:

$$q = \frac{Q(1000 + V_{гр}\rho_{г})}{86400\rho_{н}} \quad \text{или} \quad q = \frac{Q \cdot 1000b}{86400\rho_{нд}}; \quad (VII.11)$$

$$V_0 = Q \frac{V_{гв}}{86400}. \quad (VII.12)$$

В обводненных скважинах:

$$q = \frac{Q(100 - B)}{100} \frac{100 + V_{гр}\rho_{г}}{86400\rho_{н}} + \frac{QB}{8640\rho_{в}} \quad (VII.13)$$

или

$$q = \frac{Q(100 - B)}{100} \frac{b}{86,4\rho_{нд}} + \frac{QB}{8640\rho_{в}};$$

$$V_0 = \frac{Q(100 - B)}{100} \frac{V_{гв}}{86400}. \quad (VII.14)$$

Расход газа при термодинамических условиях на интервале составит

$$V = V_0 \rho_0 \bar{z} \bar{T} / 293 \bar{p}. \quad (VII.15)$$

Здесь Q — дебит скважины в стандартных условиях, т/сут; $V_{гр}(V_{гв})$ — объем растворенного (выделившегося) газа при

давлении $\bar{p}$, приходящийся на 1 т дегазированной нефти и приведенный к атмосферному давлению и температуре 20 °С, м³/т; b — объемный коэффициент нефти при давлении $\bar{p}$; ρ_r — плотность газа, приведенная к стандартным условиям и соответствующая его компонентному составу при давлении $\bar{p}$, кг/м³; ρ_n — плотность нефти при давлении $\bar{p}$, кг/м³; $\rho_{нд}$ — плотность дегазированной нефти, кг/м³; ρ_v — плотность воды, кг/м³; B — массовая обводненность продукции; %; z — коэффициент сжимаемости газа при $\bar{p}$ и $\bar{T}$.

Зная вязкость жидкости, по табл. VII.2 выбираем коэффициенты a_1 , a_2 и a_3 , а затем по формулам (VII.10) находим $h_{тp}$, $\rho_{см}$, ξ и Δh . Если $|\Delta h - \Delta h'| > 1$ м, то уточняем температуру $\bar{T}$ и вязкость на интервале, рассчитываем V и определяем новое значение Δh и т. д. Установив Δh с достаточной точностью, приступаем к расчетам на следующем интервале. Зная глубину Δh_i и значения Δp_i , строим градиентную кривую $p = f(H)$ сверху вниз (при известном давлении на устье) или снизу вверх (при известном давлении на забое).

Пример расчета кривой изменения давления фонтанирующей скважины, оборудованной НКТ с внутренним диаметром 62 мм при дебите безводной нефти 100 т/сут, давлении на устье 0,3 МПа и температуре 20 °С. Зависимость свойств нефти и газа от давления показана на рис. VII.9. Вязкость дегазированной нефти 17 мПа·с, в пластовых условиях — 2,7 мПа·с. Пластовая температура 66 °С, глубина скважины 2000 м.

Расчет градиентной кривой проводим сверху вниз. Давление в начале первого интервала 0,3 МПа, $\Delta p = 0,1$ МПа (см. условия на стр. 154). Среднее давление на интервале $\bar{p} = p_y + \Delta p/2 = 0,35$ МПа. По графикам (см. рис. VII.9 определяем для $\bar{p} = 0,35$ МПа значения: $b = 1,02$; $V_{гр} = 11$ м³/т; $V_{гв} = 38$ м³/т; $\rho_n = 866$ кг/м³; $\rho_r = 1,06$ кг/м³. По формулам (VII.11), (VII.12) рассчитываем $q = 0,00135$ м³/с и $V_0 = 0,04405$ м³/с. За среднюю температуру принимаем ее значение в начале интервала $T_y = 293$ К при $z = 1$. Тогда по (VII.15) $V = 0,01259$ м³/с. Вязкость нефти изменяется вдоль ствола скважины, увеличиваясь от 2,7 мПа·с на забое до 12—16 мПа·с на устье скважины. Будем считать вязкость постоянной и равной в среднем 5 мПа·с. Тогда $a_1 = 2,57$; $a_2 = 635$; $a_3 = 1860$ (см. табл. VII.2). По (VII.10) находим: $\rho_{см} = 223,1$ кг/м³; $h_{тp} = 331,8 \cdot 10^{-4}$; $\xi = 0,2908$; $\Delta h = 40,48$ м.

Предположив, что температура изменяется вдоль НКТ линейно, определим ее среднее значение на интервале:

$$\bar{T} = \frac{66 - 20}{2000} \cdot \frac{40,48}{2} + 293 = 293,46 \text{ К.}$$

Так как вязкость жидкости при движении смеси в НКТ принята постоянной, то изменение температуры отразится лишь на объемном расходе газа. По (VII.15) найдем $V = 0,01261$ м³/с, по (VII.10) $\rho_{см} = 222,9$ кг/м³; $h_{тp} = 332,3 \cdot 10^{-4}$; $\xi = 0,2906$, $\Delta h = 40,51$ м. Различие в величине Δh менее 1 м, поэтому принимаем $\Delta h = 40,51$ м и переходим к расчетам на следующем интервале.

Градиентные кривые применяют для определения условий фонтанирования, выбора оборудования и режима эксплуатации добывающих скважин. Условие фонтанирования скважин устанавливают и с помощью характеристических кривых газожид-

костного подъемника, построенные и назначение которых будет рассмотрено в следующем параграфе.

Пример определения возможности фонтанирования скважин на месторождении, расположенном в горной местности. В долине скважины вскрывают продуктивный пласт на глубине 1300 м, а в горах — на глубине 1700 м. Пластовое давление 15 МПа при допустимой максимальной депрессии 6 МПа и давлении насыщения 8 МПа.

Если забойные давления p_z больше давления насыщения p_n , газовый фактор в различных скважинах будет одинаков, но условия фонтанирования в них различны вследствие неодинаковых обводненности и коэффициентов продуктивности. Для определения условий фонтанирования через НКТ заданного диаметра в скважинах с коэффициентами продуктивности K и обводненностью n построим градиентные кривые для максимальной депрессии (кривая 1 на рис. VII.11) и депрессии, равной 3 МПа (кривая 2) снизу вверх. В долине скважины будут фонтанировать с максимально допустимым дебитом при давлении на устье 1 МПа, в горной местности этот процесс неосуществим. С уменьшением депрессии в 2 раза скважины фонтанируют и в долине, и в горах при устьевых давлениях соответственно 2,7 и 1,2 МПа. В горной местности максимально возможные отборы из скважин фонтанным способом составят 75 % от допустимых, если устьевое давление равно 0,4 МПа (пунктирная кривая на рис. VII.11).

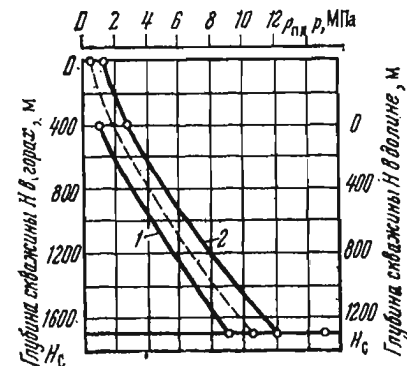


Рис. VII.11. Кривые изменения давления от глубины (к определению условий фонтанирования скважин)

§ 7. ВЫБОР ДИАМЕТРА ЛИФТА И РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Рассмотрим графический способ выбора оборудования и режима эксплуатации фонтанных скважин. Этот способ имеет большое значение при вводе в разработку новых месторождений, так как на действующих, где в скважинах уже имеются подъемники определенного диаметра, режим их эксплуатации устанавливают опытным путем, изменяя диаметр штуцера. Но и в последнем случае графическим способом можно определить необходимый диаметр НКТ, при котором увеличится дебит скважин или продлятся сроки фонтанирования.

При расчетах используют номограммы типа представленной на рис. VII.12, построенные для труб неодинакового диаметра при разных обводненностях продукции (в условиях эксплуатации месторождений с поддержанием пластового давления при $p_z > p_n$ газовый фактор не зависит от дебита скважин).

С помощью градиентных кривых строят характеристические кривые подъемника (зависимость давления на башмаке подъемника от его дебита при фиксированных давлениях на устье)

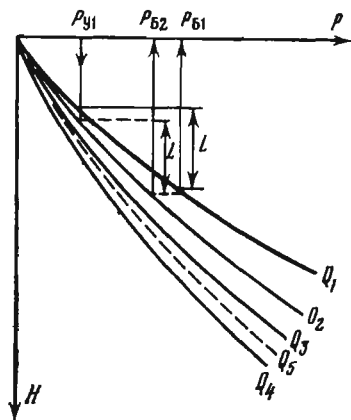
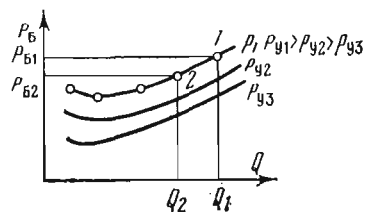


Рис. VII.12. Расчетные кривые распределения давления вдоль лифта

Рис. VII.13. Характеристические кривые подъемника ($d = \text{const}$, $L = \text{const}$)



для диаметров труб, которые предполагают использовать при разработке месторождения. Для упрощения длину подъемника L принимают постоянной (например, равной минимальному расстоянию от устья до верхних отверстий фильтра). В глубоких скважинах для установления дебита системы скважина — подъемник пластовое и забойное давления приводят к уровню L .

Характеристические кривые подъемника приведены на рис. VII.13 для давлений на устье p_{y1} , p_{y2} и p_{y3} . На рис. VII.12 показано построение такой кривой для давления p_{y1} . Зная p_{y1} , по кривой при дебите Q_1 определяют давление p_{b1} на башмаке подъемника, находящемся от устья на расстоянии L (см. рис. VII.12). По координатам Q_1 и p_{b1} на рис. VII.13 наносят точку 1. Затем на графике (см. рис. VII.12) находят давление на башмаке p_{b2} для дебита Q_2 и наносят точку 2 (см. рис. VII.13). Таким образом определяют точки для дебитов Q_3 , Q_4 , Q_5 . Соединяя их, получают характеристическую кривую подъемника при давлении на устье p_{y1} . Такие кривые строят для подъемников неодинакового диаметра при различных устьевых давлениях.

Выбор диаметра фонтанных труб

На одном и том же месторождении, где дебиты скважин сильно различаются вследствие большой неоднородности продуктивного пласта или если несколько продуктивных объектов, неравномерно распространенных по площади, эксплуатируются скважинами совместно, для обеспечения заданных отборов спускают НКТ разного диаметра.

Диаметр фонтанных труб определяют с помощью графика характеристических кривых газожидкостного подъемника (рис. VII.14), построенных для диаметров труб, предполагаемых использовать в процессе разработки месторождения. Кривые

строят при минимальном устьевом давлении, обеспечивающем транспорт продукции скважин к сборному пункту.

На этом же графике строят индикаторные кривые продуктивного пласта. На оси ординат откладывают данные пластового давления $p_{пл}$, приведенного к уровню башмака подъемника, и забойное давление p_z , предусмотренное проектом разработки. На уровне p_z проводят горизонтальную линию, точки пересечения которой с характеристическими кривыми соединяют с точкой $p_{пл}$ прямыми линиями, называемыми индикаторными. Точки пересечения индикаторных линий и характеристических кривых определяют условия совместной работы пласта и газожидкостного подъемника. Из рис. VII.14 видно, что, чем больше коэффициент продуктивности скважин K , тем больше диаметр подъемника.

Пусть для оборудования фонтанных скважин на месторождении планируют использовать трубы условных диаметров, указанных на рис. VII.14. По данным исследования скважины с помощью аппаратуры комплекта испытательных инструментов (КИИ) определяют коэффициент продуктивности K . Если он меньше или равен K_1 (см. рис. VII.14), то в скважину спускают трубы диаметром $d = 60$ мм; если $K_1 < K \leq K_2$, то $d = 73$ мм; при $K_2 < K \leq K_3$ диаметр $d = 89$ мм. Если коэффициент продуктивности скважины больше K_3 , то допустимый отбор не обеспечивается подъемником с условным диаметром 89 мм. Поэтому следует использовать трубы большего диаметра или эксплуатировать скважину по кольцевому пространству.

Установление режима эксплуатации скважин

Фонтанные трубы выбранного по изложенной методике диаметра спускают в скважину, которую подключают к системе сбора и исследуют. Построенную индикаторную кривую (1) накладывают на семейство характеристических кривых для выбранного диаметра подъемника при различных устьевых давлениях (рис. VII.15). При построении индикаторной линии давление приводят к уровню башмака подъемника.

Если условиями разработки заданы депрессия или дебит Q_0 , то для данной скважины определяют устьевое давление p_{y0} , при котором обеспечивается этот дебит (см. рис. VII.15).

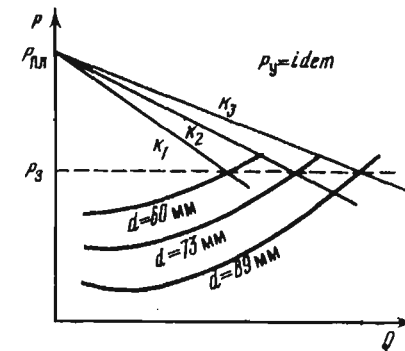


Рис. VII.14. Кривые зависимости давления от дебита (к определению диаметра лифта)

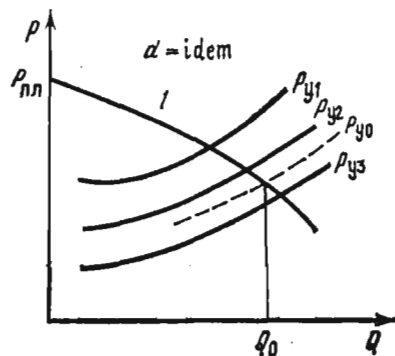


Рис. VII.15. Номограмма фонтанных скважин

представляют интерес и обратная задача — изучение влияния устьевого давления вследствие изменения условий в системе сбора на дебиты отдельных скважин и месторождения в целом. Эту задачу также решают с помощью номограмм, подобных представленной на рис. VII.15.

§ 8. ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН

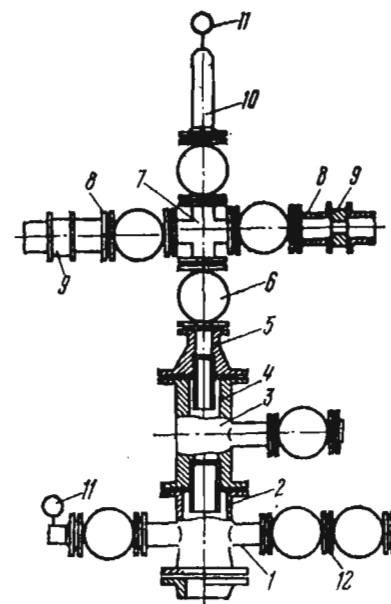
Для эксплуатации фонтанных и газлифтных нефтяных, а также газовых скважин используют наземное и скважинное оборудование, обеспечивающее отбор продукции в установленном режиме, проведение необходимых технологических операций и гарантирующее защиту от возникновения открытых фонтанов и загрязнения окружающей среды. Основные элементы оборудования таких скважин — насосно-компрессорные трубы и фонтанная арматура.

В качестве НКТ используют стальные бесшовные трубы различных групп прочности (предел текучести от 373 до 930 МПа). Условный их диаметр изменяется от 27 до 114 мм, толщина стенок от 3 до 8 мм. За условный принимают наружный диаметр, округленный до целого значения (в миллиметрах). Чаще применяют трубы диаметрами 60 и 73 мм (внутренний диаметр соответственно 50,3 и 62,0 мм). Трубы изготовляют исполнений А и Б — гладкие и с высеченными наружу концами. Трубы исполнения А выпускают длиной 10 м (возможное отклонение $\pm 5\%$), а исполнения Б — 5,5—8,5 и 8,5—10 м. Выпускают гладкие трубы в обычном исполнении и высокогерметичные (соединяются они с помощью муфт), а с высеченными концами (равнопрочные) — с муфтовым и безмуфтовым соединением.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья скважины, контроля режима ее эксплуатации и проведения различных технологических операций. Рассчитана она на рабочее давление 7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа. Если давление меньше 21 МПа, то в качестве запорных устройств применяют проходные пробковые краны, при более высоком давлении — прямооточные задвижки с ручным, пневматическим дистанционным и автоматическим управлением.

На рис. VII.16 показана арматура крестового типа. Она состоит из трубной головки и фонтанной елки (набора тройников, крестовин, переводников, запорных и регулирующих устройств).

Рис. VII.16. Схема крестовой фонтанной арматуры



Трубная головка предусмотрена для подвески одного или двух рядов НКТ с помощью переводника или муфты, их герметизации и выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины, а фонтанная елка — для направления продукции скважины в выкидную линию, регулирования режима эксплуатации, установки лубрикатора, замера давления и температуры потока. Если скважины оборудованы двухрядным лифтом, фонтанные трубы 2 (см. рис. VII.16) подвешивают с помощью тройника 3, а трубы 4 меньшего диаметра — с помощью переводника 5. При однорядной конструкции подъемника тройник 3 не устанавливают и ряд труб 4 подвешивают к переводнику 5, непосредственно соединяемому с крестовиной 1. Продукция скважины, пройдя центральную задвижку 6, поступает в выкидные линии 8, на которых установлены регулирующие устройства 9 — быстросъемные или регулируемые дроссели, предназначенные для изменения режима эксплуатации скважины. На рис. VII.16 в качестве регулирующего устройства показан штуцер втулочного типа. Для удобства работ по смене штуцеров обычно используют две выкидные линии 8, работающие поочередно. Давление на устье и в затрубном пространстве измеряют манометрами 11. Для спуска в скважину глубинных манометров и других приборов вместо буфера 10 ставят лубрикатор.

В пескопроявляющих скважинах используют фонтанную арматуру тройникового типа. На центральную задвижку 6 вместо крестовины 7 устанавливают тройник (на рисунке не показан) с запасной выкидной линией, затем промежуточную задвижку и тройник с рабочей выкидной линией.

В газлифтных скважинах запасная выкидная линия не предусмотрена. При кольцевой подаче газа и одноколонной конструкции подъемника газ поступает через боковой отвод 12, при двухрядном лифте — через отвод тройника 3.

Условный диаметр проходного сечения стволовой части арматуры колеблется в пределах 50—150 мм, боковых отводов 50—

100 мм. Высокодебитные скважины оснащают арматурой большего проходного сечения. В газовых скважинах на устье монтируют термометры, регуляторы дебита и давления, автоматические клапаны, закрывающие скважину при аварийном состоянии выкидной линии.

§ 9. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН И ПРИМЕНЯЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

При газлифтном способе эксплуатации газ, нагнетаемый с поверхности или поступающий из пласта, вводится в поток продукции скважины. В этом случае плотность газожидкостной смеси уменьшается, давление на забое становится достаточным для обеспечения заданного отбора продукции и транспорта ее до сборного пункта.

Различают компрессорный и бескомпрессорный способы газлифтной эксплуатации. В первом случае рабочий агент сжимается на компрессорных станциях, во втором используется газ месторождения при естественном давлении. Разновидность бескомпрессорного способа — внутрискважинный газлифт, когда для подъема нефти используют энергию газового пласта, вскрытого этой же скважиной.

Различают непрерывный и периодический режимы эксплуатации. При периодической эксплуатации после остановок скважины на время, необходимое для накопления жидкости в подъемных трубах, осуществляется продавка ее на поверхность.

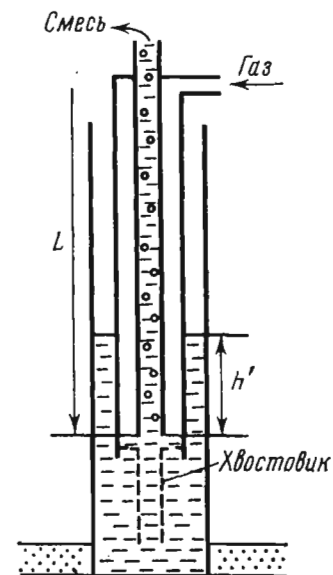
Основные преимущества газлифтного способа перед другими механизированными способами следующие: простота оборудования и обслуживания, продолжительный межремонтный период, высокий коэффициент эксплуатации, широкий диапазон дебитов по жидкости (от десятков до 1800 м³/сут), возможность эксплуатации наклонных скважин и скважин, в продукции которых содержится большое количество газа и песка. Недостатки способа — крупные начальные капиталовложения на строительство компрессорных станций и системы газораспределения, большие удельные расходы энергии и низкий к.п.д. установок при низких забойных давлениях. Поэтому газлифтный способ чаще всего применяют на крупных месторождениях с высокими пластовыми давлениями в скважинах и значительными коэффициентами продуктивности.

На практике применяют подъемники следующих типов:

- 1) однорядные с кольцевой подачей рабочего агента;
- 2) однорядные с подачей газа по НКТ, которые используют только в высокодебитных скважинах, когда их продукция не коррозионно-активная и нет опасности отложения в затрубном пространстве солей или асфальтосмолистых веществ;
- 3) двухрядные, которые используют в скважинах с негерметичной обсадной колонной или в пескопроявляющих.

Рис. VII.17. Схема двухрядного подъемника:

L — длина подъемника; h' — глубина погружения подъемника под динамический уровень



В случае поступления песка НКТ, по которым подается сжатый газ, удлиняют хвостовиком меньшего диаметра, спускаемым до верхних отверстий перфорации (рис. VII.17). Хвостовик обеспечивает максимальную скорость движения смеси по всей длине скважины, что способствует выносу песка и препятствует скоплению воды на забое.

Для добычи нефти непрерывным газлифтным способом при подаче газа с поверхности предусмотрены газлифтные установки типов Л (для вертикальных скважин) и ЛН (для наклонно направленных скважин). Эти установки, представляющие собой однорядные подъемники с кольцевой подачей газа и оснащенные сильфонными клапанами типа Г, пакером и приемным клапаном, обеспечивают автоматический пуск скважин и стабильную их эксплуатацию в заданном режиме. Газлифтные клапаны монтируют и извлекают с помощью канатной техники без подъема НКТ. Диаметр насосно-компрессорных труб 60, 73 и 89 мм, что обеспечивает отборы жидкости соответственно до 120, 300 и 700 м³/сут.

Компрессорные станции на промыслах оборудованы в основном поршневыми газомотокомпрессорами типов ГКМ и ГКН и высокопроизводительными центробежными компрессорами. Для освоения и пуска скважин в эксплуатацию и проведения некоторых ремонтных работ используют передвижные компрессорные установки с подачей 3,5—54 м³/мин при давлении нагнетания 1,6—40 МПа. Они монтируются на вездеходах, автоприцепах, гусеничных тележках или санях.

Как при компрессорном, так и при бескомпрессорном газлифте рабочий агент следует предварительно подготовить: газ очищается от тяжелых углеводородных фракций и конденсата, воды, способствующей образованию гидратов, механических примесей, от сероводорода и других компонентов, вызывающих коррозию оборудования.

Для борьбы с гидратообразованием используют наиболее простой способ — подогрев газа до 95 °С с помощью передвижных подогревателей производительностью до 150 000 м³/сут,

устанавливаемых непосредственно у скважин, вдоль газопровода или перед газораспределительным пунктом (ГРП).

От компрессорной станции или комплекса подготовки газ направляется на газораспределительный пункт (ГРП). ГРП оснащают одной или несколькими блочными газораспределительными батареями типа ГРБ-14, рассчитанными на подключение до 14 скважин. Расход газа регулируют вручную с помощью игольчатых вентилей или автоматически — с помощью клапанов с мембранным исполнительным механизмом. Для централизованной подачи ингибиторов или поверхностно-активных веществ, которые используют для предотвращения образования стойких эмульсий и создания более эффективных структур течения смеси в НКТ, что способствует уменьшению удельных расходов газа, устанавливают дозирующие насосы.

§ 10. ПУСК ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Так как эксплуатация скважин осуществляется бесперебойно, их приходится останавливать, а затем вновь использовать. Рассмотрим процесс пуска скважины, оборудованной двухрядным подъемником. При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве колонны насосно-компрессорных труб оттесняется вниз, а вытесняемая перетекает в трубы малого диаметра и затрубное пространство между НКТ большого диаметра и эксплуатационной колонной, в результате чего уровень в них становится выше статического. Поэтому давление на забое станет выше пластового и часть жидкости поглотится пластом. На любой момент времени давление закачиваемого газа соответствует гидростатическому давлению столба жидкости высотой, равной разности уровней в трубах малого диаметра (или затрубном пространстве) и межтрубном пространстве. По мере нагнетания газа увеличивается разность уровней и возрастает давление закачиваемого газа. На рис. VII.18 приведена кривая изменения давления нагнетаемого газа в зависимости от времени при пуске скважины. В случае постоянного расхода газа давление сначала растет быстро, а затем медленно. Это объясняется увеличением поглощения жидкости пластом в результате увеличения забойного давления с повышением уровня в НКТ малого диаметра (подъемных трубах) и затрубном пространстве. Давление закачиваемого газа во время достижения уровня жидкости в межтрубном пространстве башмака подъемных труб будет максимальным. Это давление называется пусковым ($p_{\text{пус}}$). При дальнейшем нагнетании газа объем образуемой газожидкостной смеси увеличивается, уровень ее в подъемных трубах перемещается вверх и достигает устья скважины. Как только начнется излив газожидкостной смеси, давление на башмаке подъемных труб уменьшится. Станет меньше и давление нагнетаемого газа за счет более интенсивного по-

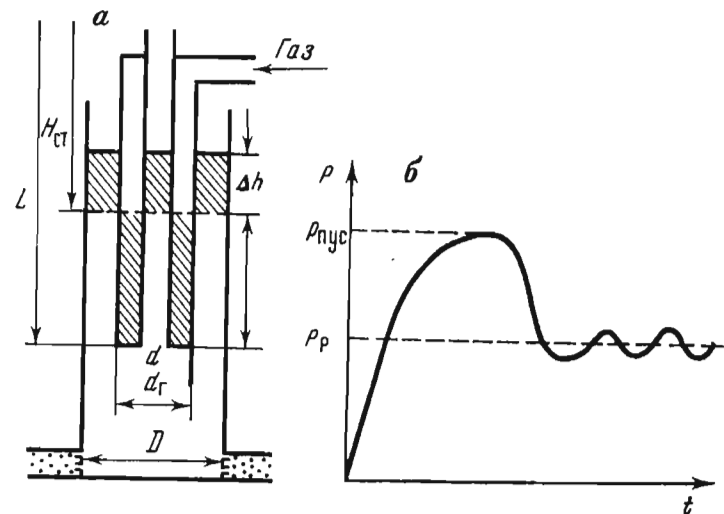


Рис. VII.18. Схема скважины, оборудованной двухрядным подъемником (а), и кривая изменения давления нагнетаемого агента от времени при пуске скважины (б) (к расчету пускового давления)

ступления его из межтрубного пространства в подъемные трубы. Уменьшается и давление на забое (оно отличается от давления закачиваемого газа на гидростатическое давление столба жидкости на участке от забоя до башмака подъемных труб). Когда оно станет меньше пластового, из продуктивного пласта начнет поступать жидкость. Это отражается на форме кривой падения давления (см. рис. VII.18). Давление сначала падает быстро, а затем медленнее. Наступает момент, когда подъемник не обеспечивает вынос всей поступающей жидкости, в результате башмак подъемных труб перекрывается жидкостью. На рис. VII.18 этому моменту времени соответствует минимальное значение давления газа. Так как поступление газа продолжается, давление в межтрубном пространстве увеличивается, уровень жидкости снова оттесняется до башмака НКТ малого диаметра и процесс повторяется. Среднее давление нагнетаемого газа при установившемся режиме газлифтной скважины называется рабочим p_p (см. рис. VII.18).

Пусковое давление зависит от конструкции газожидкостного подъемника, коэффициента продуктивности скважины и подачи компрессора, но всегда находится в следующих пределах:

$$\rho_{\text{ж}}gh \leq p_{\text{пус}} \leq \rho_{\text{ж}}gL, \quad (\text{VII.16})$$

где h — глубина погружения подъемника под статический уровень; L — длина газожидкостного подъемника (см. рис. VII.18). Это давление будет минимальным при абсолютно поглощающем продуктивном пласте, когда любое превышение уровня жидкости над статическим вызывает моментальное поглощение

ее в пласт, максимальным — при высоком положении статического уровня, когда жидкость в подъемных трубах достигает устья раньше, чем газ в межтрубном пространстве доходит до их башмака.

Значение $p_{\text{пус}}$ и время пуска скважины можно рассчитать при любой конструкции подъемника и заданной подаче компрессора. Расчеты сложны, и поэтому желательно использовать ЭВМ. Если пренебречь поглощением жидкости пластом во время пуска скважины, расчеты становятся элементарными. В этом случае $p_{\text{пус}}$ не зависит от подачи компрессора и определяется только конструкцией подъемника.

Выведем формулу для определения пускового давления для двухрядного газожидкостного подъемника (см. рис. VII.18). Когда уровень жидкости в межтрубном пространстве достигает башмака подъемника

$$p_{\text{пус}} = \rho_{\text{ж}} g (h + \Delta h), \quad (\text{VII.17})$$

где $h = L - H_{\text{ст}}$. Здесь Δh определим из равенства объемов жидкости, вытесненной из межтрубного пространства и поступившей в подъемные трубы и затрубное пространство, что справедливо при отсутствии поглощения жидкости пластом:

$$h \frac{\pi (d_r^2 - d^2)}{4} = \Delta h \left[\frac{\pi d^2}{4} + \frac{\pi (D^2 - d_r^2)}{4} \right]. \quad (\text{VII.18})$$

Подставив в (VII.17) Δh , согласно (VII.18), получим

$$p_{\text{пус}} = \rho_{\text{ж}} g h \frac{D^2}{D^2 - d_r^2 + d^2}. \quad (\text{VII.19})$$

Подобным же образом можно определить пусковое давление для однорядного подъемника:
при кольцевой подаче газа

$$p_{\text{пус}} = \rho_{\text{ж}} g h \frac{D^2}{d^2}; \quad (\text{VII.20})$$

при центральной подаче газа

$$p_{\text{пус}} = \rho_{\text{ж}} g h \frac{D^2}{D^2 - d^2}. \quad (\text{VII.21})$$

Рабочее давление всегда меньше пускового, так как динамический уровень в скважине ниже статического. Поэтому, казалось бы, что для нормальной работы газлифтных скважин необходимо располагать на промыслах источниками, позволяющими получать пусковое и рабочее давления. Действительно, иногда устанавливают группу компрессоров, рассчитанных на давление, достаточное для пуска скважин. В этом случае к ГРП подводят две линии: пускового и рабочего давления. Для этих целей используют также передвижные компрессорные уста-

новки. Но чаще всего применяют один из методов снижения пускового давления. Наиболее распространен метод снижения давления с помощью пусковых клапанов.

Пусковые клапаны 1 помещают внутри колонны НКТ в специальных камерах на участке между статическим уровнем и башмаком подъемных труб (рис. VII.19, а). Первый клапан располагают на такой глубине, чтобы давление закачиваемого газа было достаточно для оттеснения жидкости приблизительно

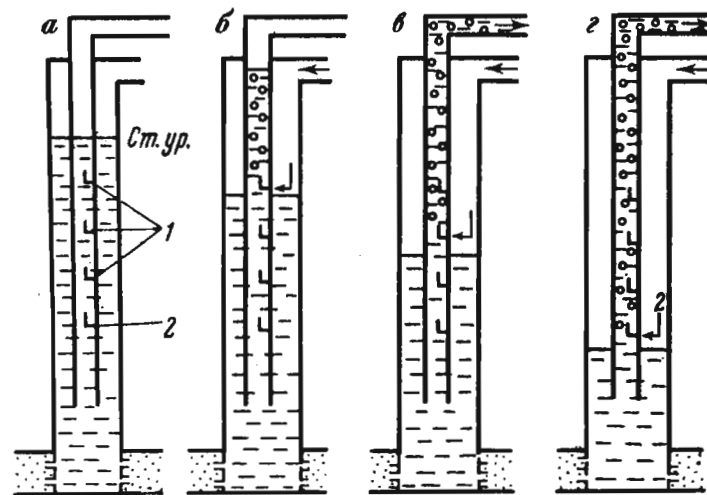


Рис. VII.19. Схема процесса пуска газлифтной скважины.
Ст. ур.— статический уровень

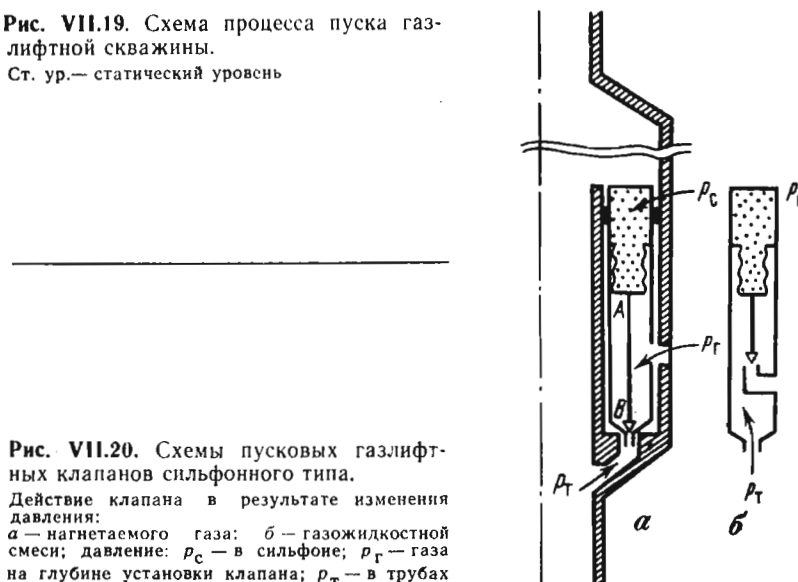


Рис. VII.20. Схемы пусковых газлифтных клапанов сифонного типа.
Действие клапана в результате изменения давления:
а — нагнетаемого газа; б — газожидкостной смеси; давление: p_c — в сифоне; p_r — газа на глубине установки клапана; p_T — в трубах

на 20 м ниже клапана. Газ нагнетается в НКТ через открытый клапан, газифицирует жидкость, при этом уровень образовавшейся смеси поднимается (см. рис. VII.19, б). Во время излива смеси в выкидную линию давление в НКТ на уровне первого клапана падает, это вызывает понижение забойного давления. Так как давление закачиваемого газа не изменяется (пропускная способность клапана ниже компрессора), то с уменьшением забойного давления уровень жидкости в затрубном пространстве начнет опускаться. На 20 м выше нижнего положения уровня расположен второй клапан. Как только газ начинает поступать в НКТ через два клапана, верхний закрывается (см. рис. VII.19, в). Жидкость газифицируется на большем интервале колонны НКТ и изливается в коллектор. Это ведет к уменьшению забойного давления. Уровень в затрубном пространстве достигает третьего пускового клапана, второй клапан закрывается. Процесс повторяется до тех пор, пока газ не начнет поступать в подъемные трубы через рабочий клапан 2 (см. рис. VII.19, г). Пусковые клапаны устанавливают на 20 м выше положения уровня жидкости, чтобы поступление газа в НКТ осуществлялось при начальном перепаде давления.

На промыслах в основном используют сифонные газонаполненные клапаны (рис. VII.20).

Рабочий клапан 2 (см. рис. VII.19) предназначен для предотвращения пульсаций в скважине при поступлении газа через башмак колонны насосно-компрессорных труб. Длина такой колонны должна быть на 50 м больше расстояния от устья до рабочего клапана. При установившемся режиме эксплуатации скважины уровень жидкости в затрубном пространстве находится на 10–20 м ниже рабочего клапана.

§ 11. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Принципы использования графического метода при расчете газлифтного подъемника

При расчете газлифтного подъемника в качестве определяющего параметра кривых следует принимать не дебит, а газожидкостное отношение Γ — отношение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, к расходу жидкости. Типовую номограмму (рис. VII.21) строят с учетом свойств жидкости и газа данного месторождения и пластовой температуры. Строят несколько номограмм для различных диаметров подъемника, дебитов и обводненности продукции. На рис. VII.21 максимальному газожидкостному отношению (левая огибающая кривая) соответствует оптимальное содержание газа в смеси, при котором расход энергии или градиент давления минимален. Дальнейшее увеличение расхода газа нецелесооб-

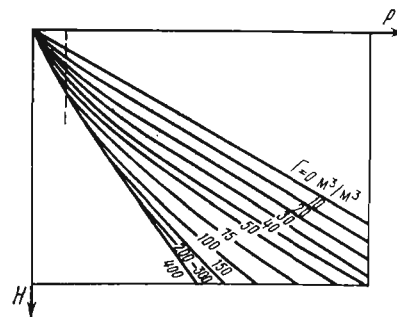


Рис. VII.21. Типовая номограмма для расчета газлифтных подъемников:

$d = \text{const}$; $Q = \text{const}$; $n = \text{const}$

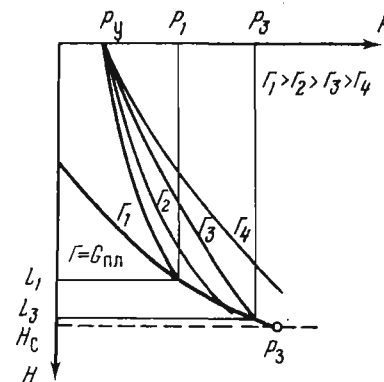


Рис. VII.22. График для определения условий эксплуатации скважин газлифтным способом

разно, так как увеличится градиент давления. С ростом давления для достижения минимального градиента требуются все большие газожидкостные отношения.

Пусть на данном месторождении предполагают газлифтным способом эксплуатировать скважину с дебитом Q при заданной или известной обводненности продукции. По результатам исследования скважины определены пластовое давление $p_{пл}$, коэффициент продуктивности K , газовый фактор G . Устьевое давление находят согласно условиям системы сбора.

Для расчетов выбирают номограмму, отвечающую условиям разработки данного месторождения и эксплуатации скважины (по дебиту и обводненности).

На кальке в масштабе номограммы строят оси давления p и глубины H (рис. VII.22). На оси H откладывают глубину скважины H_c и на этом уровне отмечают точку забойного давления $p_3 = p_{пл} - Q/K$, а на оси p отмечают точку, соответствующую давлению на устье p_y . Затем кальку накладывают на номограмму (см. рис. 21) так, чтобы оси глубин совпали, и перемещают по этой оси вверх, чтобы точка p_3 наложилась на кривую с газожидкостным отношением, равным пересчитанному на жидкость пластовому газовому фактору $G_{пл}$. Эту кривую обводят на кальке. Если такой кривой на номограмме нет, она интерполируется. Отметим, что газовый фактор G следует принимать в $\text{м}^3/\text{м}^3$, тогда $G_{пл} = G(1 - n/100)$. После этого кальку перемещают по оси глубин вниз так, чтобы точка p_3 налагалась последовательно на кривые с газожидкостными отношениями, большими, чем пластовый газовый фактор (точка p_y проходит по пунктирной линии на рис. VII.21).

Точки пересечения этих кривых с кривой пластового газового фактора характеризуют возможный диапазон параметров

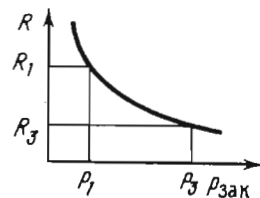


Рис. VII.23. Зависимость удельного расхода газа от рабочего давления

при газлифтной эксплуатации данной скважины как по глубине ввода рабочего агента ($L_1—L_3$) и давлению закачки газа ($p_1—p_3$), так и по удельному расходу агента. При этом удельный расход газа ($R = \Gamma - G_{пл}$) возрастает с уменьшением давления закачки газа. На основании данных рис. VII.22 можно построить зависимость удельного расхода газа от давления закачки (рабочего давления) (рис. VII.23).

Заданный дебит может быть обеспечен при различных удельных расходах газа и соответствующих им рабочих давлениях. По типу газлифта на данном месторождении определяют условия эксплуатации скважины.

При бескомпрессорном газлифте необходимо эксплуатировать скважины при максимальном рабочем давлении, что обеспечит минимальные удельные расходы газа и низкую себестоимость добычи нефти. При компрессорном газлифте газ движется по замкнутому циклу и удельный расход его не имеет определяющего значения. В этом случае исходят из минимума затрат энергии на компримирование газа, необходимого для подъема единицы объема продукции. Поэтому выбирают такое давление компримирования (и, следовательно, рабочее давление), при котором затраты энергии минимальны.

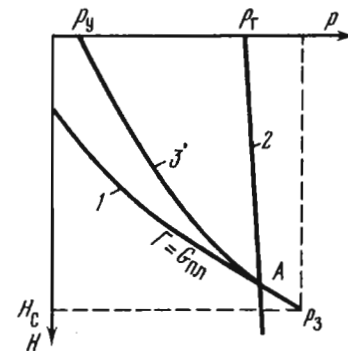
Определение диаметра газлифтного подъемника

После установления типа газлифта на месторождении и рабочего давления нагнетаемого газа приступают к выбору оборудования и определению режима эксплуатации газлифтных скважин. Поэтому для конкретной скважины, из которой планируют определенный отбор при известной обводненности продукции, следует подобрать оптимальный диаметр подъемника, найти глубину ввода газа и его расход.

Расчеты начинают с построения номограммы типа, показанного на рис. VII.21, для различных диаметров НКТ, соответствующих условиям эксплуатации скважины. Для каждого диаметра проводят графические построения, описанные ниже.

На кальке (рис. VII.24) в масштабе номограммы строят оси давления и глубины. На оси H откладывают глубину скважины H_c и на этом уровне — забойное давление p_3 . На оси p наносят точки, соответствующие давлению на устье p_y и давлению нагнетаемого газа p_r . Затем, накладывая кальку на номограмму

Рис. VII.24. Кривые изменения давления в зависимости от глубины (к определению диаметра газлифтного подъемника)



(см. рис. VII.21), методом, описанным в предыдущем разделе, строят кривую 1 для газожидкостного отношения, равного пластовому газовому фактору ($\Gamma = G_{пл}$).

Из точки p_r проводят прямую 2 изменения давления в затрубном пространстве, через которое закачивается рабочий агент. Давление на глубине H определяют по барометрической формуле (III.13). Затем на номограмме (см. рис. VII.21) находят кривую, которая проходит через точки p_y и A (пересечение кривых 1 и 2 на рис. VII.24). Для этого кальку накладывают на номограмму так, чтобы соответствующие оси совпали, затем смещают ее по оси глубин вниз, причем точка p_y пересекает линии с возрастающим Γ до тех пор, пока не достигнет такой кривой, одновременно проходящей через точки p_y и A ; эту кривую обводят на кальке (см. кривую 3 на рис. VII.24).

При невысоких устьевых давлениях точка p_y обычно накладывается на кривую минимального градиента. Кривая, проходящая через точки p_y и A , будет одной из кривых, отходящих от кривой минимального градиента. Если на номограмме такой кривой нет, ее строят путем интерполяции. Этой кривой соответствует вполне определенное значение газожидкостного отношения Γ .

Осуществив подобные построения для других диаметров подъемника, определяют сравнением, для какого из них газожидкостное отношение будет минимальным. Трубы этого диаметра и спускают в скважину.

Расстановка газлифтных клапанов

Построение кривых изменения давления

1. На кальке-диаграмме (рис. VII.25) наносим данные буферного давления p_y и давления нагнетаемого газа p_r , а на отметке, соответствующей глубине скважины, — пластового и забойного давлений $p_{пл}$ и p_3 .

2. Из точки p_3 проводим кривую распределения давления в лифте ниже точки закачки газа (ниже рабочего клапана) —

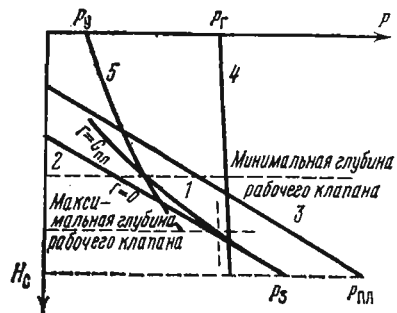


Рис. VII.25. Кривые распределения давления, используемые при расстановке клапанов

кривая 1 на рис. VII.25. Ее проводим так же, как и кривую для $G = G_{пл}$ (см. рис. VII.22).

3. Перемещая кальку выше (оси глубин совпадают), совмещаем точку p_3 с кривой номограммы на рис. VII.21, характеризующей нулевое газожидкостное отношение (линия 2 на VII.25). По углу наклона прямой 2 определяем место расстановки пусковых газлифтных клапанов.

4. Из точки $p_{пл}$ проводим прямую 3 распределения давления в остановленной скважине. Угол наклона этой прямой определяем с учетом плотности жидкости. Он отличается от угла наклона прямой 2 вследствие потерь на трение при движении жидкости. В точке пересечения прямой 3 с осью глубин находим положение статического уровня в скважине.

5. Из точки p_r проводим прямую 4 изменения давления в затрубном пространстве, через которое закачивается рабочий агент.

6. Из точки p_y проводим кривую 5 минимального градиента давления. Для этого, перемещая кальку вдоль оси глубин вниз, накладываем точку p_y на кривую $p = f(H)$ номограммы с минимальным градиентом давления (левая огибающая кривая на рис. VII.21). Затем на кальке проводим кривую минимального градиента.

В точке пересечения кривых 1 и 5 получаем минимальную глубину установки рабочего клапана. Максимальная глубина его установки находится на несколько десятков метров выше точки пересечения кривых 1 и 4. Чем глубже расположен рабочий клапан при прочих равных условиях, тем меньше удельный расход рабочего агента.

Расчет первого пускового клапана

Рассмотрим последовательность расчета и расстановки сильфонных клапанов, закрывающихся при снижении давления рабочего агента (см. рис. VII.20, а). Эти клапаны наиболее широко применяют в процессе газлифтной эксплуатации.

I. Определим глубину установки клапана L_1 . Во время пуска газлифтной скважины возможно следующее.

1. Если статический уровень жидкости низкий, при откачке жидкости в затрубном пространстве до места установки первого пускового клапана уровень ее в трубах не достигнет устья. Тогда, пренебрегая поглощением пласта и учитывая формулу (VII.20), расстояние до пускового клапана составит

$$L_1 = H_{ст} + \frac{p_r - p_y}{\rho_{жg}} \frac{d^2}{D^2}. \quad (VII.22)$$

2. Если статический уровень жидкости в скважинах высокий, перелив жидкости на устье начинается раньше, чем уровень ее в затрубном пространстве достигнет места установки клапана. Тогда глубина установки первого пускового клапана будет

$$L_1 = \frac{p_r - p_y}{\rho_{жg}}. \quad (VII.23)$$

Значение L_1 в последнем случае довольно просто установить графическим способом (рис. VII.26) как расстояние от устья до точки пересечения прямой 6, параллельной линии 3 на рис. VII.25, проведенной из точки p_y с вертикалью, опущенной из точки p_r . Как видно из рис. VII.26, точки пересечения горизонтали L_1 с кривыми 4 и 5 соответствуют давлению в затрубном пространстве на уровне первого клапана p_{TL1} и минимальному давлению в трубах $p_{Tmin L1}$.

Практически следует определить L_1 при низком и высоком статических уровнях жидкости в скважине и за глубину установки первого клапана выбрать наибольшее значение. Если таковым окажется L_1 , найденное по формуле (VII.22), то на графике типа, представленного на рис. VII.26, проводим горизонталь на уровне L_1 , и в точке пересечения ее с кривыми 4 и 5 получим значения p_{TL1} и $p_{Tmin L1}$.

Процесс определения мест установки следующих пусковых клапанов одинаков для обоих из рассмотренных случаев расчета места установки первого клапана.

Первый клапан тарируют таким образом, чтобы он открывался при давлении нагнетаемого газа на глубине установки p_{TL1} и минимальном давлении в трубах $p_{Tmin L1}$. Начальный перепад давления Δp_1 обеспечивает движение газа из затрубного пространства в трубы.

По мере поступления газа через клапан жидкость в трубах газифи-

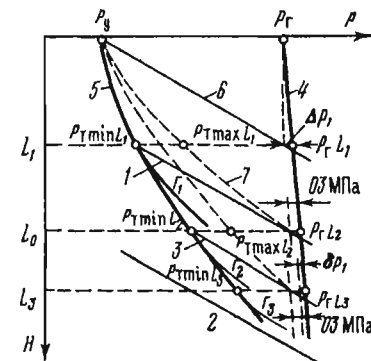


Рис. VII.26. Кривые изменения давления в зависимости от глубины (к определению глубины установки и параметров пусковых клапанов)

ется, градиент давления изменяется от максимального (прямая 6) до минимального (кривая 5 на рис. VII.26), уровень жидкости в затрубном пространстве понижается. Одновременно возрастает перепад давления на клапане до $p_{г\ L1} - p_{г\ min\ L1}$, что приводит к увеличению расхода газа.

На подводящей газовой линии у устья скважины или в газораспределительной будке устанавливают штуцер. Поэтому с увеличением расхода газа давление $p_{г}$ уменьшается. Если движение газа происходит через первый клапан при расходе, близком к максимальному, давление нагнетаемого газа становится равным давлению закрытия этого клапана и он закрывается, а второй клапан остается открытым. Уровень жидкости в межтрубном пространстве находится вблизи второго клапана. Так как закачка газа продолжается, уровень опускается и газ начинает поступать через второй клапан. Градиент давления, сначала соответствующий кривой 7 на рис. VII.26, снижается до минимального, но в начальный момент давления в трубах на уровне первого клапана повышается от $p_{г\ min\ L1}$ до $p_{г\ max\ L1}$ (рис. VII.26), что может привести к открытию первого клапана. Во избежание открытия первого клапана давление в затрубном пространстве по сравнению с начальным необходимо уменьшить:

$$\delta p_1 = (p_{г\ max\ L1} - p_{г\ min\ L1}) K_1, \quad (VII.24)$$

где K_1 — коэффициент первого клапана (определение его приведено ниже).

Чтобы определить δp первого клапана, нужно знать глубину установки второго, а для этого следует располагать значением δp первого клапана.

Зададимся перепадом давления на втором клапане заданно большим, чем δp_1 . Обычно δp пусковых клапанов редко превышает 0,1 МПа. Если примем перепад давления на втором клапане, равный 0,3 МПа, имеем возможность предотвратить открытие первого клапана, снижая давление в затрубном пространстве на δp_1 и создавая некоторый начальный перепад давления на втором клапане.

II. Определим минимальный расход газа для установления минимального градиента давления в трубах выше первого пускового клапана.

Из номограммы на рис. VII.21 видно, что с уменьшением давления минимальный градиент можно получить при меньших газожидкостных отношениях, т. е. чем выше расположен пусковой клапан (чем меньше $p_{г\ min}$), тем меньше необходим расход газа для достижения этого градиента давления.

Отметим на кривой (левая кривая на рис. VII.21) точку с давлением, равным $p_{г\ min\ L1}$. По значению Γ на ближайшей снизу кривой, отходящей от кривой минимального градиента

(см. кривую Γ_1 на рис. VII.26), можно установить минимальный расход газа через первый пусковой клапан V_1 :

$$V_1 = \Gamma_1 Q. \quad (VII.25)$$

III. Зная расход газа V_1 , давление на входе в клапан $p_{г\ L1}$ и на выходе из него $p_{г\ min\ L1}$, рассчитываем (или определяем по номограмме) диаметр отверстия седла клапана.

Расчет второго пускового клапана

1. Определим глубину установки клапана. Для этого из точки $p_{г\ min\ L1}$ проведем прямую, параллельную линии 2 (см. рис. VII.26). Глубина установки второго клапана L_2 соответствует точке на этой прямой, где давление на 0,3 МПа меньше, чем в затрубном пространстве. $p_{г\ min\ L2}$ — давление на глубине L_2 по кривой минимального градиента 5.

При поступлении газа в трубы через второй клапан давление в них на глубине установки первого повысится до $p_{г\ max\ L1}$. Чтобы определить это давление, накладываем кальку (см. рис. VII.26) на номограмму (см. рис. VII.21) таким образом, чтобы оси глубин и давлений были взаимно параллельны, а p_y располагалось бы на кривой минимального градиента давления. Передвигая точку p_y по этой кривой, находим кривую с некоторым значением Γ , проходящую через точки p_y и $(p_{г\ L2} - 0,3 \text{ МПа})$. В точке пересечения ее с горизонталью L_1 получим $p_{г\ max\ L1}$.

Чтобы первый клапан был закрыт во время движения газа через второй, давление закачиваемого газа снижают согласно формуле (VII.24).

2. Определим минимальный расход газа для достижения наименьшего градиента в трубах выше второго клапана. Его находят так же, как и для первого клапана: на кривой минимального градиента (см. рис. VII.21) находят точку, соответствующую давлению $p_{г\ min\ L2}$, определяют газожидкостное отношение ближайшей снизу кривой Γ_2 , отходящей от кривой минимального градиента, и по формуле (VII.25) получают $V_2 = \Gamma_2 Q$.

3. Определим диаметр седла клапана. При этом за давление на входе принимаем $p_{г\ L2} - \delta p_1$, на выходе $p_{г\ min\ L2}$.

Расчет третьего пускового клапана

1. Через точку $p_{г\ min\ L2}$ проводим прямую, параллельную линии 2 (см. рис. VII.26). Глубина установки L_3 третьего клапана характеризуется точкой на этой прямой, где давление меньше затрубного (кривая 4) на $(0,3 + \delta p_1)$ МПа. Минимальное давление в трубах (кривая 5) на глубине L_3 равно $p_{г\ min\ L3}$.

Когда газ начнет поступать в трубы через третий клапан, давление в них на уровне второго клапана повысится до $p_{T \max L_2}$. Его определяют так же, как и выше для первого клапана. Кальку (см. рис. VII.26) перемещают по номограмме (см. рис. VII.21) таким образом, чтобы точка p_y находилась на кривой минимального градиента давления (соответствующие оси параллельны). Затем строим кривую (по номограмме или интерполированную), проходящую через точки p_y и $p_{TL_3} = (0,3 + \delta p_1)$ — пунктирная кривая на рис. VII.26. $p_{T \max L_2}$ — давление на глубине L_2 на этой кривой.

Чтобы второй клапан оставался закрытым во время подачи газа через третий, давление нагнетаемого газа должно быть снижено на $\delta p_2 = (p_{T \max L_2} - p_{T \min L_2}) K_2$.

2. Минимальный расход газа через третий клапан находят таким же образом, как и для первых двух. За давление на входе принимают $p_{TL_2} - (\delta p_1 + \delta p_2)$, на выходе $p_{T \min L_3}$.

Расчет следующих клапанов

Места расположения следующих клапанов определяют описанным выше способом. Интервал расположения рабочего клапана показан на рис. VII.25. Если газ нагнетают под воздействием большого давления, то для уменьшения его удельного расхода рабочий клапан устанавливают по возможности ниже. Предельную глубину его расположения находят в точке пересечения кривой 1 с прямой, проходящей через точку $p_{TLn} - \sum_{i=1}^{n-1} \delta p_i$ параллельно линии 4 (см. рис. VII.25).

Тарировка пусковых клапанов

Рассмотрим особенности регулирования пусковых сильфонных клапанов, закрывающихся со снижением давления нагнетаемого газа; приведем лишь те характеристики, которые необходимы в процессе расчета газлифтного подъемника. Схема сильфонного клапана показана на рис. VII.20, а.

Условие открытия клапана:

$$p_T B + p_r (A - B) \geq p_c A,$$

где A — площадь сильфона; B — площадь седла (отверстия) клапана.

Разделив неравенство на $(A - B)$ и введя обозначения: $K = B/(A - B)$ — коэффициент клапана, $K' = A/(A - B)$ — коэффициент сильфона, получим

$$p_r + p_T K \geq p_c K'. \quad (\text{VII.26})$$

Здесь K и K' — конструктивные коэффициенты, причем $K' = 1 + K$.

Регулирование клапанов проводят на тарифовочном стенде. За номинальное давление p_n принимают такое внешнее давление, под воздействием которого открывается клапан при температуре 20°C ($p_T = 0$). В этом случае условие (VII.26) запишем в виде

$$p_n = p_{cn} K', \quad (\text{VII.27})$$

где p_{cn} — давление в сильфоне при температуре 20°C . Это давление в месте установки клапана при температуре t составит

$$p_c = p_{cn} \frac{273 + t}{293} = p_{cn} C_t,$$

где C_t — температурный коэффициент.

Из условия (VII.26) давление открытия клапана

$$p_{го} = p_{cn} C_t K' - p_T K.$$

Отсюда, учитывая равенство (VII.27), получим

$$p_n = \frac{p_{го} + p_T K}{C_t}. \quad (\text{VII.28})$$

Формула (VII.28) позволяет определить номинальное давление регулировки клапана, который должен открыться при $p_{го} = p_{TLn} - \sum_{i=1}^{n-1} \delta p_i$ и $p_T = p_{T \min L_n}$.

Условие закрытия клапана запишем следующим образом:

$$p_c A \geq p_r A,$$

откуда давление закрытия клапана

$$p_{гз} = \frac{C_t}{1 + K} p_n. \quad (\text{VII.29})$$

Рабочее давление в газлифтной скважине должно быть меньше давления закрытия пусковых клапанов.

§ 12. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

При газлифтном, так же как и при других способах эксплуатации, возможны два вида исследования: при неустановившемся и установившихся режимах. Наиболее точную информацию об изменении забойного давления во время исследований получают в процессе непосредственного его измерения глубинными манометрами.

Если спуск манометра затруднен вследствие большой скорости восходящего потока смеси в насосно-компрессорных

трубах, то исследования проводят только на установившихся режимах. Забойное давление определяют по рабочему давлению закачиваемого газа на устье скважины. Давление у башмака подъемника p_6 рассчитывают по следующей формуле:

$$p_6 = \sqrt{p_p^2 - mV^2} + p_p \left(e^{\frac{0,03415L\rho_{г0}}{zT}} - 1 \right), \quad (\text{VII.30})$$

где V — объемный расход газа; m — коэффициент, учитывающий геометрические, физические и гидродинамические характеристики потока газа, постоянный для данной скважины; L — длина подъемника или расстояние от устья до рабочего газлифтного клапана; $\rho_{г0}$ — плотность газа по воздуху; z — коэффициент сверхсжимаемости газа; T — средняя температура в затрубном пространстве. p_6 отличается от рабочего давления p_p на величину потерь на трение при движении газа в межтрубном пространстве (первое слагаемое в правой части формулы (VII.30) и гидростатическим давлением газового столба (второе слагаемое).

Если газ нагнетается в колонну НКТ через рабочий клапан, то по формуле (VII.30) рассчитывают давление на уровне жидкости в межтрубном пространстве.

Коэффициент m определяют по данным исследования скважины на различных режимах. Путем промысловых измерений устанавливают зависимость дебита скважины и рабочего давления от расхода газа (рис. VII.27). При этом последовательно увеличивают расход газа от режима к режиму. Сначала дебит скважины увеличивается (режимы 1, 2 и 3, характеризующиеся расходом газа и давлением в точках 1, 2 и 3 на рис. VII.27), при дальнейшем возрастании расхода газа дебит падает (точка 4). Получив хотя бы одну точку на нисходящей ветви кривой $Q=f(V)$, исследования прекращают. На восходящей ветви находят точку А с таким же дебитом, что и на режиме в точке 4. Этот дебит обеспечивается при расходе газа V_A и рабочем давлении p_{pA} .

Если дебит скважины при режимах 4 и А (см. точки 4 и А) одинаков, то одинаковы и забойные давления и давления у башмака подъемника. Рабочие давления будут разными в основном вследствие различия потерь давления на трение во время движения газа к башмаку подъемника. Приравняв давление у башмака для этих режимов и пренебрегая различием

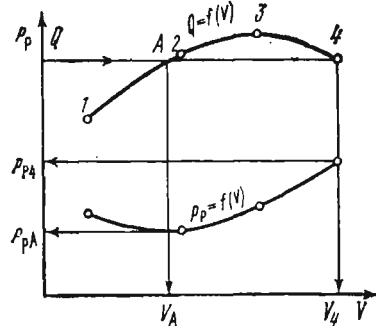


Рис. VII.27. Кривые исследования газлифтной скважины

в гидростатическом давлении столба газа, получим уравнение для расчета коэффициента m :

$$m = \frac{p_{p4}^2 - p_{pA}^2}{V_4^2 - V_A^2}. \quad (\text{VII.31})$$

Здесь p_{p4} , p_{pA} и V_4 , V_A — давление и расход газа при режимах 4 и А. Установив коэффициент потерь на трение m , по уравнению (VII.30) рассчитывают давление у башмака на любом режиме работы скважины. Забойные давления находят, пренебрегая потерями на трение на участке движения продукции скважины от забоя до башмака подъемника:

$$p_3 = p_6 + (H - L) \rho g. \quad (\text{VII.32})$$

Затем строят индикаторную диаграмму и определяют коэффициент продуктивности скважины.

§ 13. ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ГАЗЛИФТ

Внутрискважинный газлифт — способ эксплуатации, когда рабочий агент поступает из газового пласта, находящегося в разрезе скважины, пробуренной для эксплуатации нефтяной залежи. Взаимное расположение нефтяного и газового пластов может быть различным, пластовое давление в газовом пласте $p_{гг}$ может быть выше или ниже, чем в нефтяном $p_{пн}$. Чаще всего возникает необходимость разделения пластов пакером и ограничения нефтяного или газового потока на входе в подъемные трубы с помощью штуцера определенного диаметра. Во всех случаях методики расчета параметров при совместной разработке пластов похожи.

Для примера рассмотрим случай расположения газового пласта выше нефтяного, когда $p_{пн} > p_{гг}$. Здесь имеется возмож-

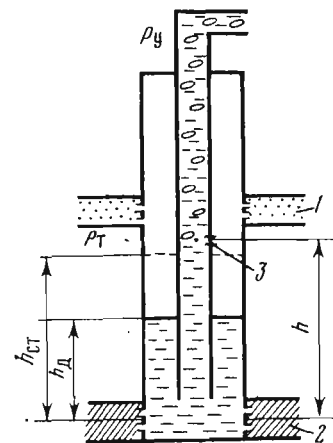


Рис. VII.28. Схема внутрискважинного газлифта:
1 — газовый пласт; 2 — нефтяной пласт; 3 — рабочий клапан

ность не разделять пласты накером (рис. VII.28). По такой схеме могут эксплуатироваться скважины, пробуренные на нефтяную залежь с газовой шапкой, когда энергия газа из газовой шапки используется для подъема нефти.

Так как подъемные трубы спущены до верхних отверстий фильтра нефтяного пласта (см. рис. VII.28), то

$$p_{\text{нн}} = p_{\text{нг}} + \rho g h_{\text{ст}}, \quad (\text{VII.33})$$

где $h_{\text{ст}}$ — высота столба жидкости над забоем нефтяного пласта в неработающей скважине.

Уравнения притока для нефтяного и газового пластов следующие:

$$Q = K(p_{\text{нн}} - p_{\text{зг}}); \quad (\text{VII.34})$$

$$p_{\text{нг}}^2 - p_{\text{зг}}^2 = aq + bq^2, \quad (\text{VII.35})$$

где $p_{\text{нн}}$ и $p_{\text{зг}}$ — забойные давления нефтяного и газового пластов; q — дебит газового пласта; a, b — постоянные коэффициенты.

Примем, что давление на забое нефтяного пласта выше давления насыщения $p_{\text{н}}$. Методика расчета не изменится и при $p_{\text{зг}} < p_{\text{н}}$, хотя расчетные формулы будут другими.

На колонне насосно-компрессорных труб устанавливают рабочий клапан на расстоянии h от нефтяного пласта (см. рис. VII.28). При открытии задвижки на выкидной линии давление в подъемных трубах будет ниже, чем в межтрубном пространстве, что приведет к подъему нефти в НКТ и поступлению через рабочий клапан газа из затрубного пространства. По мере подъема жидкости давление в НКТ против рабочего клапана $p_{\text{т}}$ будет увеличиваться, следовательно, будет снижаться расход поступающего газа. При установившемся режиме эксплуатации скважины

$$p_{\text{м}} - p_{\text{т}} = \rho g(h - h_{\text{д}}), \quad (\text{VII.36})$$

где $p_{\text{м}}$ — давление в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и НКТ; $h_{\text{д}}$ — расстояние от забоя нефтяного пласта до уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины.

Из уравнения (VII.33) получим

$$h_{\text{ст}} = (p_{\text{нн}} - p_{\text{нг}})/(\rho g). \quad (\text{VII.37})$$

Аналогично, с учетом (VII.34) и (VII.35), высота столба жидкости в эксплуатирующейся скважине

$$h_{\text{д}} = \frac{p_{\text{нн}} - Q/K - \sqrt{p_{\text{нг}}^2 - aq - bq^2}}{\rho g}. \quad (\text{VII.38})$$

Из рис. VII.28 очевидно, что газ в НКТ будет поступать при $h > h_{\text{д}}$, когда рабочий клапан находится над уровнем жид-

кости в скважине. С учетом требования минимального расхода газа рабочий клапан следует устанавливать вблизи этого уровня (на 20 м выше него) для обеспечения перепада давления на рабочем клапане.

Расчет внутрискважинного газлифта для заданного отбора по жидкости производят в следующем порядке.

1. Определяют место установки рабочего клапана, для чего по (VII.38) рассчитывают $h_{\text{д}}$. При этом задаются дебитом газового пласта q , значение которого после последующих расчетов уточняют. Если параметры газового пласта в скважине (a, b) не известны, принимают $h = h_{\text{ст}}$. В последнем случае пуск скважины будет более надежным, так как практически всегда $h_{\text{ст}} > h_{\text{д}}$ вследствие большей депрессии на забое нефтяного пласта, чем газового, при установившемся режиме эксплуатации скважины. В таком случае скважина будет работать при более высоких удельных расходах газа.

2. Рассчитывают давление в трубах $p_{\text{т}}$ на уровне клапана по уравнению (VII.36) с учетом (VII.37) и (VII.38) и что $p_{\text{м}} = p_{\text{зг}} = \sqrt{p_{\text{нг}}^2 - aq - bq^2}$. Так, при $h = h_{\text{ст}}$

$$p_{\text{т}} = p_{\text{нг}} - Q/K. \quad (\text{VII.39})$$

3. Определяют диаметр НКТ так же, как и в § 11. Выбирают номограммы типа, представленной на рис. VII.21, для планируемого дебита, но разных диаметров. Накладывая кальку на номограммы, находят градиентную кривую, проходящую через точки $p_{\text{у}}$ и $p_{\text{т}}$, отстоящие друг от друга по глубине на $(h_{\text{с}} - h)$. Выбирают тот диаметр, для которого газожидкостное отношение G будет минимальным.

4. Находят дебит газового пласта $q = GQ$.

5. Определяют диаметр седла рабочего клапана, обеспечивающего расход газа q при перепаде давления $p_{\text{зг}} - p_{\text{т}}$.

§ 14. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СКВАЖИН

Вследствие неоднородности коллектора коэффициенты продуктивности скважин различны, не одинаковы и пластовые давления на различных участках залежи. Поэтому на месторождении, где газлифтный способ — основной способ эксплуатации, имеются скважины с низкими динамическими уровнями. Эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями и незначительным погружением подъемника под динамический уровень газлифтным способом нерентабельна вследствие высоких удельных расходов рабочего агента. Их следует эксплуатировать насосным способом. Если это по той или иной причине невозможно, необходимо увеличивать эффективность газлифтного способа. Один из таких способов — периодический газлифт. Так как в этом случае статический уровень жидкости находится

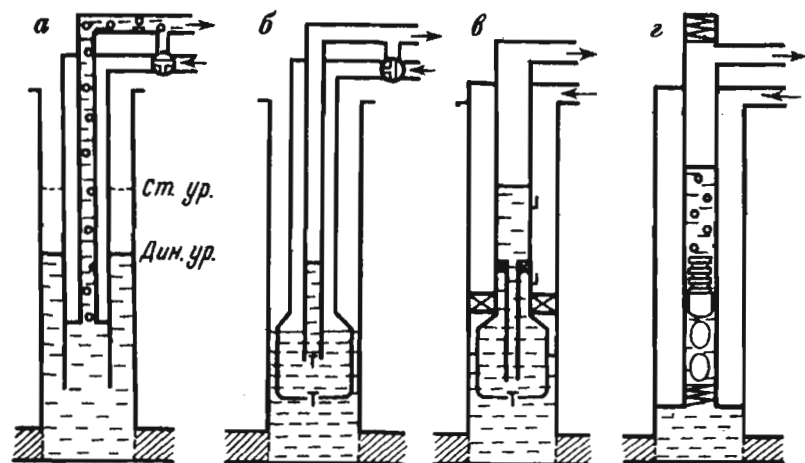


Рис. VII.29. Схемы периодического газлифта

выше динамического (рис. VII.29, а), среднее погружение подъемника под уровень жидкости при периодическом газлифте может быть больше, чем при непрерывном газлифте, что приводит к уменьшению удельного расхода газа.

На рис. VII.29, а показана упрощенная схема периодической газлифтной эксплуатации. При открытии крана рабочий агент отжимает жидкость в межтрубном пространстве к башмаку подъемника и затем выбрасывает ее в выкидную линию. Затем кран закрывается, а межтрубное пространство сообщается с выкидной линией, что приводит к выравниванию давлений в межтрубном пространстве и подъемных трубах (положение крана на рис. VII.29, б). Жидкость накапливается в скважине, после чего вновь открывается кран. Процесс эксплуатации периодических скважин автоматизирован. В зависимости от их характеристики устанавливают соответствующую продолжительность подачи рабочего агента и частоту циклов.

Эксплуатация скважин по схеме, показанной на рис. VII.29, а, имеет следующие недостатки: 1) при продавке жидкости до башмака подъемных труб давление на забое скважины превышает пластовое, что приводит к возврату ее части в пласт; 2) после выброса часть жидкости, остающейся на стенках НКТ, стекает вниз, в результате происходит подъем уровня, уменьшаются депрессия и приток из пласта; 3) энергия рабочего агента используется не полностью, так как при перекрытии крана газ из межтрубного пространства выпускается в выкидную линию, вследствие чего увеличивается удельный его расход.

На рис. VII.29, б приведена схема периодического газлифта с камерой замещения, в которой устранены первые два недо-

статка. Во время нагнетания газа обратный клапан в камере замещения закрывается и будет закрытым до тех пор, пока давление в камере замещения не снизится после выброса жидкости из нее и перемещения трехходового крана в положение, показанное на рис. VII.29, б.

На рис. VII.29, в показана схема периодического газлифта с камерой замещения и отсечкой газа высокого давления на забое. В этом случае в процессе нагнетания газа можно использовать пусковые газлифтные клапаны. Со снижением давления после выброса жидкости клапаны закрываются, а затрубное пространство остается заполненным газом высокого давления.

Действенная мера повышения эффективности газлифтного способа эксплуатации — уменьшение относительной скорости газа во время движения смеси. При непрерывном газлифте в поток вводят поверхностно-активные вещества, способствующие образованию пузырьковой или эмульсионной структуры смеси, когда относительная скорость газа минимальна, при периодическом — рабочий агент отделяют от жидкости с помощью поршня (рис. VII.29, г). Применяют две разновидности установок подобного типа. В установках плунжерного лифта используют поршень с проходным осевым отверстием, перекрываемым клапаном в процессе перемещения плунжера вверх потоком нагнетаемого газа; клапан открывается при ударе плунжера о верхний амортизатор, после чего он падает вниз; клапан закрывается от удара плунжера о нижний амортизатор. В других установках, например при эксплуатации скважин гидропакерным автоматическим поршнем, последний не имеет проходного отверстия и после перемещения к устью скважины нагнетаемым газом падает вниз после прекращения подачи газа. Зазор между плунжером и стенкой трубы составляет 1,5—2 мм, между поршнем и колонной НКТ — 2,5—4 мм. Для уменьшения утечек газа через зазор поверхности поршней делают ребристой, что увеличивает гидравлические сопротивления во время истечения газа или жидкости через зазор.

Плунжерный лифт можно использовать также при непрерывном газлифте и фонтанной эксплуатации скважин.

§ 1. УСТРОЙСТВО ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Установка состоит (рис. VIII.1) из поршневого насоса 2, станка-качалки 15, колонны штанг 4, соединяющих плунжер (поршень) с качалкой, и колонны труб 5 (НКТ), по которым откачиваемая жидкость поднимается на поверхность. Электродвигатель 14 служит для привода во вращение кривошипа 12, установленного на оси редуктора 13, и далее с помощью шатуна 11, балансира 10 создает вертикальное возвратно-поступательное движение колонны штанг 4, подвешенных на головке балансира посредством канатной подвески 9. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан 3 закрывается, жидкость над плунжером поднимается на длину его хода и через тройник 6 попадает в сборную сеть. Всасывающий клапан 1 насоса открывается, и жидкость из скважины попадает в цилиндр насоса. При движении плунжера и штанг вниз клапан 1 закрывается, воздействие столба жидкости передается на трубы. В этом случае нагнетательный клапан 3 открывается и продукция скважины перетекает в пространство над плунжером. Далее начинается новый цикл хода плунжера вверх.

Сальник 7 предусмотрен для герметизации устьевой арматуры при возвратно-поступательном движении полированного штока 8, соединяющего штанги с канатной подвеской 9. Станок-качалка уравновешен балансирным 16 и роторным 17 грузами, сглаживающими неравномерность нагрузки станка.

Если не происходит утечек газа и жидкости, то, очевидно, теоретическая суточная подача насоса Q_T при равенстве длин хода плунжера и полированного штока равна суммарному объему, описываемому плунжером при ходе вверх:

$$Q_T = FSn1440, \quad (\text{VIII.1})$$

где F — площадь плунжера; S — длина хода полированного штока; n — число качаний (ходов) в минуту; 1440 — число минут в сутках.

Фактически подача насоса Q всегда меньше, так как длины хода плунжера и полированного штока не одинаковы, происходят утечки жидкости через зазор между плунжером и цилиндром насоса, в цилиндр всасывается газ вместе с жидкостью,

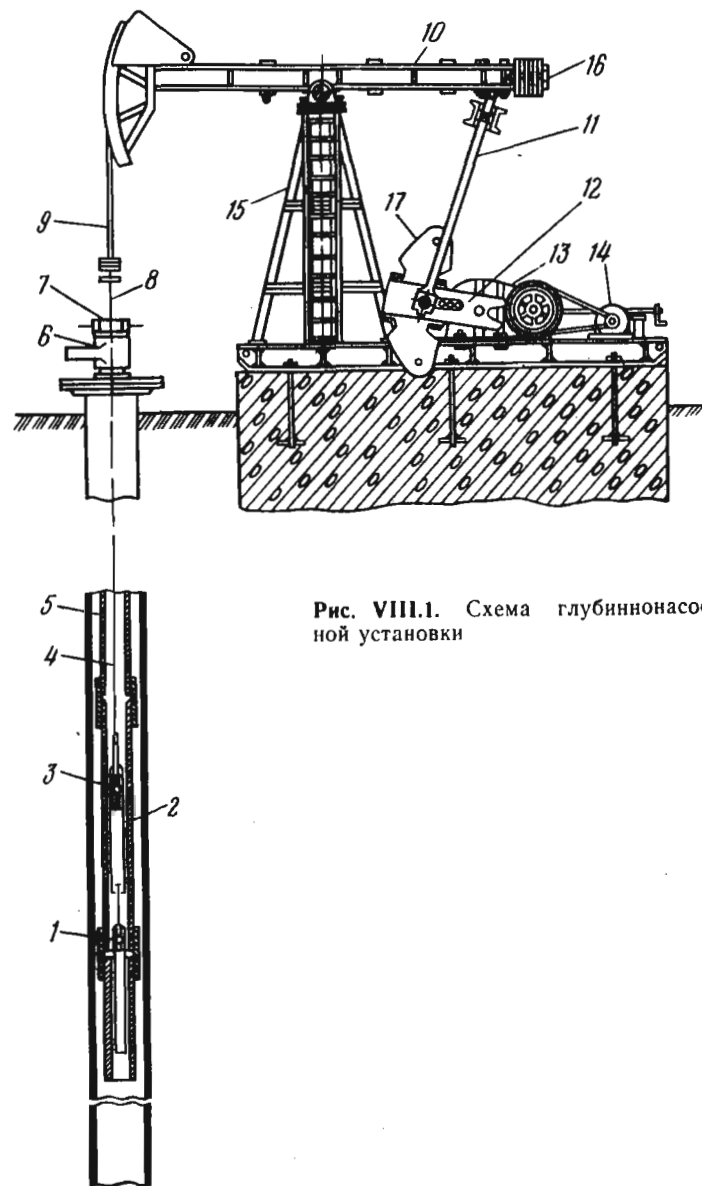


Рис. VIII.1. Схема глубиннонасосной установки

возможны пропуски нефти и газа в резьбовых соединениях труб, т. е.

$$Q = FS\alpha 1440, \quad (\text{VIII.2})$$

где $\alpha = Q/Q_{\text{т}}$ — коэффициент подачи насоса (обычно α изменяется от 0 до 1).

Подача насосов варьирует в широких пределах — от нескольких сот до 5—6 м³/сут, диаметр плунжера изменяется от 28 до 120 мм, длина хода полированного штока — от 0,3 до 6 м, число ходов — от 1 до 15 в 1 мин. В промысловых условиях при нормальной работе насоса обычно $\alpha \leq 0,7$ —0,8, если даже утечки жидкости незначительны. Это объясняется тем, что в насос вместе с жидкостью всасывается и газ и длина хода плунжера не соответствует ходу полированного штока. Отношение объема жидкости $V_{\text{ж}}$, фактически поступившей под плунжер, к объему V , описываемому плунжером, при ходе его вверх называется коэффициентом наполнения насоса ($\beta_{\text{н}} = V_{\text{ж}}/V$).

Если в жидкости содержится большое количество газа (в насос поступает в основном газ), то коэффициент подачи α насоса будет низким вследствие малой величины коэффициента наполнения $\beta_{\text{н}}$. Для увеличения α повышают давление на приеме насоса, погружая его в область с меньшим содержанием свободного газа под динамический уровень, или устанавливают газосепараторы (газовые якоря) на приеме насоса, отделяющие газ от жидкости и направляющие его в затрубное (кольцевое) пространство. Коэффициент $\beta_{\text{н}}$ можно повысить, увеличивая длину хода плунжера. На этот коэффициент существенно влияет несоответствие длины хода полированного штока и плунжера. Это связано с деформацией (растяжением и сокращением) штанг и труб в процессе работы насоса.

§ 2. НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ШТАНГИ И НА ТРУБЫ

При работе глубиннонасосной установки на штанги и трубы действуют различные виды нагрузок — статические от веса штанг и жидкости, силы инерции движущихся масс и др.

Рассмотрим природу возникновения и влияние их на длину хода плунжера. После закрытия нагнетательного клапана 1 (см. рис. VIII.1) статическая нагрузка от столба жидкости над плунжером перед началом его хода вверх передается на штанги, вызывая их растяжение на $\lambda_{\text{шт}}$. При этом трубы разгружаются и сокращаются на $\lambda_{\text{т}}$. Плунжер остается неподвижным относительно труб, и полезный ход его начинается лишь после растяжения штанг и сокращения труб. Всасывающий клапан закрывается, вес жидкости со штанг передается на трубы, нагнетательный клапан открывается, и плунжер движется вниз. При этом статическая (постоянно действующая) нагрузка на головку

балансира будет равна весу штанг в жидкости. Так как головка балансира с подвешенной к ней колонной штанг движется неравномерно (скорость изменяется от нуля в верхней и нижней точках до некоторого максимального значения в середине хода вниз и вверх), возникают ускорения и соответствующие инерционные и другие динамические нагрузки. Кроме того, в начале хода плунжера вверх, когда скорость его движения равна нулю, головка балансира уже движется с некоторой скоростью, которую она набрала в процессе растяжения штанг и сокращения труб. Вследствие этого следует удар плунжера о жидкость, в результате на штанги и головку балансира действуют динамические нагрузки. Очевидно, что максимальная нагрузка на штанги будет при движении плунжера вверх, а минимальная — при ходе вниз. Максимальная статическая нагрузка

$$P_{\text{ст}} = P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}b, \quad (\text{VIII.3})$$

где $P_{\text{ж}}$ — вес жидкости в трубах над плунжером; $P_{\text{шт}}$ — вес штанг в жидкости; b — коэффициент, учитывающий Архимедову силу ($b = \rho_{\text{м}} - \rho_{\text{ж}}/\rho_{\text{м}}$); $\rho_{\text{м}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ — плотность соответственно металла штанг и жидкости.

Инерционные силы оценивают по приближенной формуле

$$P_{\text{и}} = P_{\text{шт}} \frac{Sn^2}{1440},$$

где S — длина хода плунжера, м; n — число ходов в минуту. Тогда максимальная нагрузка на штанги в месте их подвески

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}b + P_{\text{шт}} \frac{Sn^2}{1440}. \quad (\text{VIII.4})$$

Формула (VIII.4) не учитывает некоторые динамические нагрузки, которые становятся существенными с увеличением числа качаний, глубины спуска насоса и его диаметра. Работами советских ученых (А. Н. Адонин, А. С. Вирновский, И. А. Чарный) установлено, что этой формулой можно пользоваться лишь до определенных значений фактора динамичности:

$$\varphi = \omega L/a \leq 0,4 \text{—} 0,45,$$

где ω — угловая скорость вращения кривошипа ($\omega = \pi n/30$); L — длина штанг; a — скорость звука в материале штанг ($a = 5100$ м/с).

Если $\varphi = 0,4 \text{—} 0,45$, режим откачки статический, если $\varphi > 0,4 \text{—} 0,45$ — динамический.

Для расчета нагрузок (максимальных и минимальных) при динамических режимах А. С. Вирновским предложена следующая

шая формула, справедливость которой доказана на практике:

$$P_{\max} = P_{\text{ш}} + P_{\text{ж}} - P'_{\text{ж}} + \frac{1}{3} \alpha_{1,2} \sqrt{\frac{S \omega^2}{g}} \frac{D}{g} P_{\text{ш}} \times \\ \times \sqrt{a_{1,2} \psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{S}} + \alpha_{1,2}^2 \frac{S \omega}{2g} P_{\text{ш}} \left(1 - \frac{\psi}{2}\right) \left(a_{1,2} - 2 \frac{\lambda_{\text{шт}}}{\psi S}\right). \quad (\text{VIII.5})$$

Здесь $P_{\text{ш}}$ — сила тяжести колонны штанг, Н; $P_{\text{ж}}$ — сила тяжести жидкости, находящейся над плунжером (для хода вниз $P_{\text{ж}} = 0$), Н; $P'_{\text{ж}}$ — сила давления жидкости на плунжер снизу, обусловленная погружением насоса под динамический уровень, Н; $\alpha_{1,2}$, $\alpha_{1,2}$ — коэффициенты, зависящие от кинематики станка-качалки (индексы 1 и 2 относятся соответственно к максимальной — ход вверх и к минимальной — ход вниз нагрузкам); S — длина хода полированного штока, м; ω — угловая скорость вращения кривошипа; D — диаметр плунжера, м; $\lambda_{\text{шт}}$ — статическая деформация колонны штанг, м; ψ — коэффициент, равный $f_{\text{м}}/(f_{\text{м}} - f_{\text{шт}})$, где $f_{\text{м}}$ — площадь сечения насосных труб по металлу);

$$P_{\text{ж}} = \rho g L (F - f_{\text{шт}}),$$

где ρ — плотность жидкости, кг/м³; L — глубина спуска насоса, м; F — площадь сечения плунжера, м²; $f_{\text{шт}}$ — площадь сечения штанг, м².

При ходе штанг вверх $\alpha_1 = 1,09 \div 1,11$; $\alpha_2 = 0,89 \div 0,92$; сумма этих коэффициентов для каждой длины хода приблизительно равна 2 ($\alpha_2 = 0,74 \div 0,89$; $\alpha_2 = 1,14 \div 1,48$). Зная нагрузки, действующие на штанги и трубы, можно определить их деформацию. По закону Гука имеем

$$\lambda_{\text{шт}} = \frac{q_{\text{ж}} L}{E f_{\text{шт}}} = \frac{q_{\text{ж}} L^2}{E f_{\text{шт}}}; \quad \lambda_{\text{т}} = \frac{q_{\text{ж}} L^2}{E f_{\text{т}}}, \quad (\text{VIII.6})$$

где $f_{\text{шт}}$ и $f_{\text{т}}$ — площадь сечения металла штанг и труб; E — модуль упругости (для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11}$ Па); $q_{\text{ж}}$ — вес 1 м столба жидкости над плунжером.

Если диаметр штанг по длине разный (верхняя часть их формируется из штанг большего диаметра), то их деформация

$$\lambda_{\text{шт}} = \frac{q_{\text{ж}} L}{E} \left(\frac{l_1}{f_1} + \frac{l_2}{f_2} + \dots + \frac{l_n}{f_n} \right), \quad (\text{VIII.7})$$

где $l_1, l_2, \dots, l_n$ — длины ступеней штанг, площадь сечения которых соответственно $f_1, f_2, \dots, f_n$. В результате действия нагрузок длина хода плунжера

$$S_{\text{п}} = S - \lambda_{\text{шт}} - \lambda_{\text{т}} + \lambda_i, \quad (\text{VIII.8})$$

где λ_i — увеличение длины хода плунжера за счет инерционных и динамических нагрузок (знак плюс перед λ_i озна-

чает, что силы инерции движения штанг в конце хода вверх и вниз способствуют некоторому удлинению пробега плунжера). Для гармонического движения штанг

$$\lambda_i = \frac{225 S L^2 n^2}{10^{12}},$$

где S и L — соответственно длина хода полированного штока и длина штанг, м; n — число ходов в минуту.

Подставив значение λ_i в формулу (VIII.8), получим

$$S_{\text{п}} = S \left(1 + \frac{225 L^2 n^2}{10^{12}}\right) - \lambda_{\text{т}} - \lambda_{\text{шт}}. \quad (\text{VIII.9})$$

Теория и практика показывают, что движение штанг не строго гармоническое. Кроме вынужденных колебаний штанги совершают собственные колебания при воздействии динамических нагрузок. Если совпадают фазы собственных колебаний штанг с вынужденными в концах ходов вверх и вниз, длина пробега плунжера возрастает. Простейшая формула для расчета пробега плунжера с учетом динамических сил предложена акад. Л. С. Лейбензоном:

$$S_{\text{п}} = \frac{S}{\cos \varphi} - \lambda_{\text{т}} - \lambda_{\text{шт}}, \quad (\text{VIII.10})$$

где φ — фактор динамичности.

§ 3. ОБОРУДОВАНИЕ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Станки-качалки — механизмы, преобразовывающие вращательные движения вала электродвигателя в возвратно-поступательное движение штанг с плунжером и воспринимающие нагрузки в процессе откачки жидкости. Они отличаются по грузоподъемности, по конструкции привода, типу уравнивания (роторное или балансирующее), диапазону длин хода штока и числу качаний. В табл. VIII.1 приведены характеристики некоторых балансирующих станков-качалок.

Шифр станка означает: первая цифра — исполнение; буквы — станок-качалка; первые цифры после букв — грузоподъемность в тоннах; далее — максимальная длина хода штока в метрах и наибольший крутящий момент на валу редуктора.

Длину хода устьевого штока изменяют путем сдвига места крепления шатуна с кривошипом. Число качаний балансира зависит от увеличения или уменьшения диаметра шкива на электродвигателе. На промыслах применяют насосы различных размеров и конструкций. Наиболее широко распространены насосы двух видов — невставные (трубные) и вставные.

Основные особенности их состоят в следующем.

Цилиндр невставных насосов спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах, а клапаны и плунжер — на

Таблица VIII.1

Характеристика отечественных станков-качалок

Шифр станка-качалки	Номинальная длина хода штока, м	Число качаний балансира в минуту	Масса, кг
Базовые модели			
1 СК1,5-0,42-100	0,3; 0,35; 0,42	5—15	1 050
3 СК3-0,75-400	0,3; 0,52; 0,75	5—15	2 550
5 СК6-1,5-1600	0,6; 0,9; 1,2; 1,5	5—15	6 000
7 СК12-2,5-400	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5—12	14 000
9 СК20-4,2-1200	2,5; 2,8; 3,15; 3,5; 3,85; 4,2	5—10	20 000
Модифицированные модели			
1 СК1-0,6-100	0,4; 0,5; 0,6	5—15	1 050
3 СК2-1,05-400	0,42; 0,75; 1,05	5—15	2 550
5 СК4-2,1-1600	0,84; 1,26; 1,68; 2,1	5—15	6 050
7 СК12-2,5-6000	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5—12	16 200
9 СК15-6-12 000	3,55; 4; 4,5; 5; 5,5; 6	5—10	34 000

штангах. Для извлечения цилиндра необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами и плунжером и насосных труб).

Цилиндр 2 в сборе с плунжером и клапанами вставных насосов спускают на штангах. Подъем их осуществляется на колонне насосных штанг (трубы остаются на месте).

На рис. VIII.2 показаны схемы невставных насосов. В верхней части плунжера 3 устанавливается нагнетательный клапан 1. Конус всасывающего клапана 6 плотно входит в седло 7. Корпус этого клапана присоединен захватный шток 4 с ловителем 5, которые предусмотрены для подъема всасывающего клапана на поверхность (для ремонта или смены насоса НСН-2).

На рис. VIII.3 показана схема вставного насоса типа НСВ. Эти насосы в принципе устроены так же, как и трубные. В отличие от последних они имеют дополнительные детали, позволяющие герметизировать насос в трубах 2 после спуска в скважину. При этом насос садится конусом 3 на седло 4. Лепестки пружины 5, закрепленные на кожухе 9, упираются в буртики 6. Пружины не дают насосу подняться с седла 4 замковой опоры под влиянием сил трения при движении плунжера 8 вверх. Во время смены насоса плунжер поднимается до упора и на штангах 1 вся сборка извлекается из посадочного седла 4. Пружины 5 соскальзывают с буртиков 6, пропуская насос вверх. При этом жидкость из насосных труб сливается в скважину.

Поскольку во вставном насосе (см. рис. VIII.3) через трубы 2 данного диаметра пропускается не только плунжер 8, но и

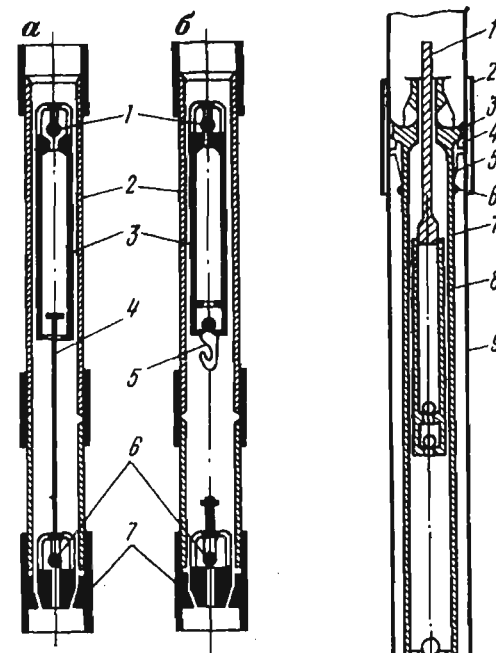


Рис. VIII.2. Схемы невставных насосов:

а — двухклапанного типа НСН-1; б — трехклапанного типа НСН-2

Рис. VIII.3. Схема вставного насоса НСВ

цилиндр 7 вместе с конусом 3, то диаметр плунжера этого насоса должен быть намного меньше диаметра невставного насоса. Насосы НСН-1 и НСВ имеют номинальный диаметр цилиндров от 28 до 68 мм, а насосы НСН-2 — от 28 до 93 мм. Зазоры между плунжером и цилиндром (по диаметру) составляют от 20 до 70 мкм (тугая посадка), от 70 до 120 мкм (средняя посадка) и от 120 до 170 мкм (свободная посадка). Для откачки высоковязких нефтей применяют насосы со свободной посадкой.

Штанги — стержни круглого сечения длиной от 1 до 8 м, диаметрами 16, 19, 22 и 25 мм с утолщенными головками квадратного сечения на концах. Соединяются они с помощью муфт. Так как штанги эксплуатируются под воздействием значительных переменных нагрузок в коррозионной среде, изготавливают их из высокопрочных сталей с термообработкой и с применением методов поверхностного упрочнения.

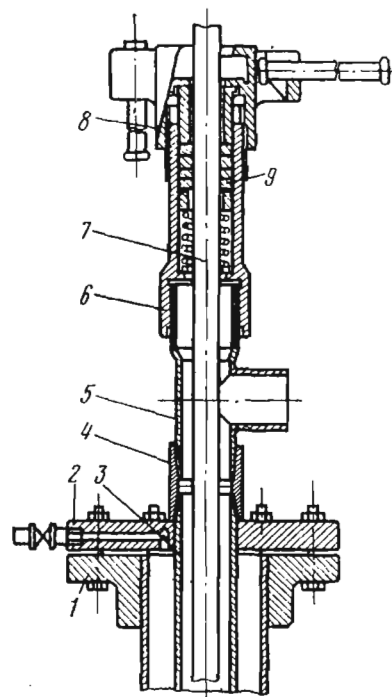
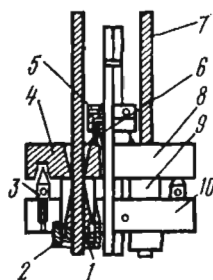


Рис. VIII.4. Оборудование устья скважины:

1 — колонный фланец; 2 — планшайба; 3 — трубы; 4 — опорная муфта; 5 — тройник; 6 — корпус сальника; 7 — полированный шток; 8 — головка сальника; 9 — сальниковая набивка

Рис. VIII.5. Канатная подвеска для штанг:

1 — клиновой зажим; 2 — вкладыш; 3 — подъемный винт; 4 — нажимная гайка; 5 — зажимная втулка; 6 — клиновой захват; 7 — канат; 8 — верхняя траверса; 9 — втулка; 10 — нижняя траверса



Оборудование устья (рис. VIII.4) служит для подвески труб 3 на планшайбе 2 и отвода продукции из скважины через тройник 5.

Канатная подвеска (рис. VIII.5), предназначенная для присоединения штанг к головке балансира, состоит из нижней 10 и верхней 8 траверс. В нижнюю траверсу вварены две втулки (опоры верхней траверсы), в которых заделаны с помощью зажимов 1 концы каната 7. Между траверсами расположены два винта 3, при помощи которых верхнюю траверсу можно приподнять над нижней. Это необходимо во время установки динамографа.

§ 4. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Как уже упоминалось, теоретические основы гидродинамических исследований скважин независимы от способа их эксплуатации. Технология исследований зависит от этого. Забойное давление можно определить либо с помощью глубинных манометров, либо по уровню жидкости с помощью эхолота.

Манометры (малогабаритные) спускают в кольцевой зазор между насосно-компрессорными трубами и обсадной колонной на проволоке через отверстие в эксцентричной планшайбе, ко-

торая позволяет подвесить трубы со смещением от центра скважины для увеличения проходного сечения межтрубного пространства. Используют также специальные манометры, которые устанавливают ниже насоса. Передача его показаний на поверхность осуществляется по кабелю. Эти манометры дороги, они извлекаются из скважин лишь при подъеме насоса. Поэтому применяются обычно для специальных исследований. Спуск манометра в кольцевое пространство иногда заканчивается заклиниванием его в местах контакта НКТ с обсадными трубами. Поэтому скважины, оборудованные штанговыми насосами, часто исследуют с помощью эхолота — прибора, с помощью которого измеряют уровни в скважине (статические и динамические). По положению уровней и по известной плотности жидкости в скважине определяют пластовое и забойное давления.

На рис. VIII.6 приведена принципиальная схема эхометрической установки. Звуковая волна, создаваемая пневматической или пороховой хлопущей, отраженная от уровня жидкости, улавливается микрофоном 1, соединенным через усилитель 2 с регистрирующим прибором. Прибор состоит из перописца 3, ленты 5 и лентопротяжного механизма 4, создающего постоянную скорость v движения ленты (50 или 100 мм/с). Глубину положения уровня определяют по скорости и времени распространения звука в скважине. Для измерения скорости звука недалеко от уровня жидкости на известном расстоянии от устья на трубах устанавливают репер — патрубок, подвешенный на муфте одной из труб и перекрывающий кольцевой зазор между обсадными и насосными трубами на 60—65 %. Скорость распространения звуковой волны

$$v = 2l/t,$$

где l — глубина установки репера; t — время прохождения волны от устья до репера и обратно, определяемое как част-

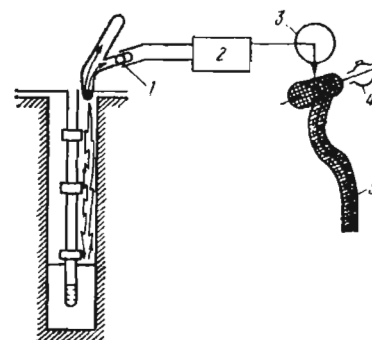
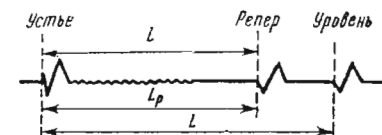


Рис. VIII.6. Схема эхометрической установки

Рис. VIII.7. Типовая эхограмма



ное от деления длины L_p ленты между устьем и репером (рис. VIII.7) на известную скорость движения ленты. Расстояние уровня жидкости в скважине от устья

$$H = \frac{vT}{2} = l \frac{T}{t}; \quad t = \frac{L_p}{v},$$

где v — скорость движения ленты; T — время прохождения волны до уровня жидкости и обратно ($T = L/v$).

Для контроля за работой насосной установки используют динамографы различных конструкций и принципов действия. На рис. VIII.8 приведена схема гидравлического динамографа, с помощью которого измеряют нагрузку на головку балансира (на устьевой шток) в зависимости от длины хода плунжера. Прибор устанавливают в канатную подвеску так, что ее траверсы сжимают рычаг 10 и мессдозу 9, в полости 8 которой нагрузка трансформируется в давление жидкости, передаваемое

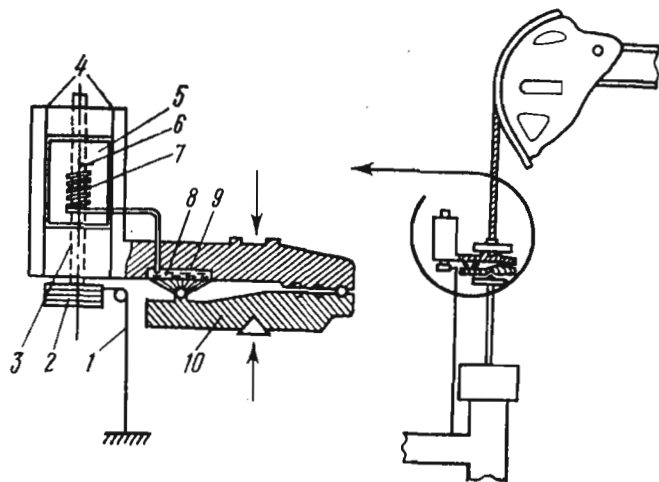


Рис. VIII.8. Схема устройства гидравлического динамографа

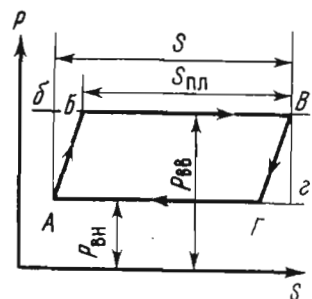


Рис. VIII.9. Теоретическая динамограмма

на геликсную пружину 7. При этом перо 6 чертит на бланке график нагрузки. Диаграмма нагрузок записывается в течение одного цикла (ход вверх и вниз). Подвижный столик 5 с бланком передвигается по направляющим 4, так как при подъеме динамографа вверх нить 1, прикрепленная одним концом к неподвижной части устьевого оборудования, свивается со шкива 2, заставляя его вращаться вместе с ходовым винтом 3. Последний приводит в движение ходовую гайку (не показана на рисунке). Во время вращения винта вместе с гайкой передвигается и прикрепленный к ней столик. Так на диаграмме в определенном масштабе записывается длина хода устьевого штока. В полости винта при перемещении прибора вверх возвратная пружина закручивается, а при перемещении вниз раскручивается и возвращает столик в первоначальное положение.

Динамограф предварительно тарируют (для определения масштаба записей длины хода и нагрузок). На рис. VIII.9 показана теоретическая динамограмма. По оси ординат отложена нагрузка P на штанги, а по оси абсцисс — длина хода плунжера S . Точка A соответствует началу хода устьевого штока вверх, отрезок AB — восприятию нагрузки от веса жидкости после закрытия нагнетательного клапана. Отрезок BB' характеризует потери хода плунжера в результате удлинения штанг и сокращения труб, отрезок $B'B$ соответствует ходу плунжера вверх. При обратном ходе штока линия $B'Г$ отображает разгрузку штанг от веса жидкости (трубы растянулись, а штанги сократились на длину отрезка $гГ$). В интервале $ГА$ (ход плунжера вниз) нагрузка $P_{вн}$ равна весу штанг в жидкости, а при ходе вверх $P_{вв}$ — весу штанг и весу жидкости над плунжером.

Теоретическую динамограмму можно построить расчетным путем с помощью формул (VIII.4) и (VIII.6) — динамические силы, силы трения и инерции обычно не учитывают. Фактическая динамограмма вследствие влияния различных видов дефектов насоса и всей установки в той или иной мере отличается от теоретической. По характеру этих искажений судят о наметавшихся или уже случившихся отклонениях от нормы в различных узлах установки. На рис. VIII.10 приведены фактические динамограммы штанговых насосных установок, на которых указаны наиболее часто встречающиеся дефекты. В качестве примера рассмотрим подробнее диаграмму рис. VIII.10, а малобитной скважины. В правой ее части вверх прочерчен «газовый носик», характерный для установок, в которых на работу насоса влияет газ. Видим, что в начале хода плунжера вниз некоторое время сохраняется высокая нагрузка, действующая на головку балансира. Это происходит вследствие попадания в цилиндр насоса газа низкого давления, и пока он сжимается плунжером, нагрузка на штанги остается высокой. Кроме гид-

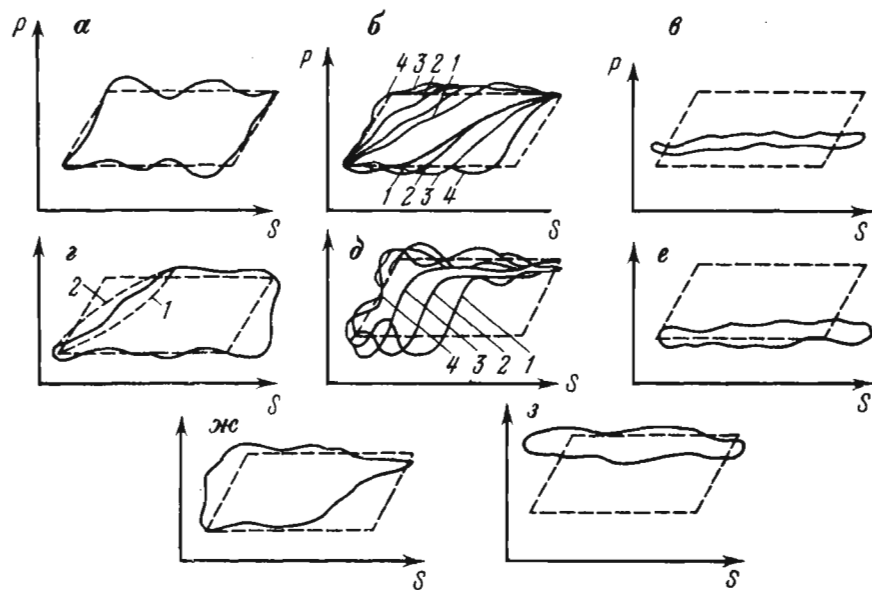


Рис. VIII.10. Практические динамограммы штанговых насосных установок
Эксплуатация насоса: а — нормальная; дефекты: б — периодический срыв подачи пластовым газом высокого давления; в — полужонтовый способ эксплуатации скважин; г — утечки в нагнетательном клапане; д — подача насоса больше притока жидкости из залежи; е — полный выход из строя нагнетательного клапана; ж — утечки в нагнетательном клапане; з — полный выход из строя всасывающего клапана; цифры означают порядок записи диаграмм

равлических динамографов применяют и другие его виды (механические, электрические и динамографы с дистанционным телединамометрированием).

§ 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

При эксплуатации скважины осложнения происходят вследствие: поступления в нее песка из слабосцементированных пластов; попадания в насос большого количества свободного газа; отложения парафиновых корок на стенках труб; откачки нефти высокой вязкости и водонефтегазовых эмульсий, так как такие жидкости трудно извлекать в результате зависания колонны штанг с плунжером в высоковязкой среде; возникновения повышенных сил трения и истирания труб и муфтовых соединений штанг в искривленных и наклонных скважинах; отложения солей в подъемных трубах.

Так как в скважину из пласта вместе с нефтью поступает песок, плунжер и цилиндр насоса быстро изнашиваются и возрастают утечки жидкости. Для предохранения насоса рыхлые пески цементируют смолами и специальными составами, кото-

рые, скрепляя песчинки, оставляют часть пор пласта свободными для фильтрации нефти. В призабойной зоне устанавливают фильтры, а на приеме насоса — якоря (песочные и газопесочные), отделяющие песок от жидкости.

На рис. VIII.11 показана схема однокорпусного газового якоря. Жидкость в насос поступает через верхнее сечение корпуса 2 и далее направляется к отверстиям 5 в нижней части центральной трубки 3. Верхняя ее часть соединена с всасывающим клапаном 1. Газовые пузыри 4, выделяясь из жидкости, поднимаются по затрубному пространству, минуя насос. Изменение направления движения струи во время входа в якорь и потеря скорости при повороте способствуют интенсивной сепарации газа. Принцип действия песочного якоря (рис. VIII.12) аналогичен газовому. Жидкость с песком попадает в якорь через трубку 1 и при повороте струи песок осаждается в нижней части корпуса 2. По мере накопления песка якорь с насосом извлекают на поверхность и очищают через заглушку 3. Песочные якоря можно использовать при незначительном выносе песка. В скважинах, в продукции которых содержится много песка, применяют насосы с плунжером типа пескобрей и другие, способные откачивать жидкости, содержащие песок. Чтобы песок не оседал над плунжером, увеличивают скорость восходящего потока, направляя жидкость на поверхность не по трубам, а по узкому каналу полых (трубчатых) штанг, или же подливают жидкость (чистую нефть) в затрубное пространство. Насос откачивает жидкость (подливаемую сверху и поступающую из пласта), при этом увеличивается скорость ее подъема в трубах и песок не оседает в них.

Для предотвращения отложений парафина используют трубы, внутренняя поверхность которых остеклована или покрыта эмалями, кроме того, парафин удаляют также с

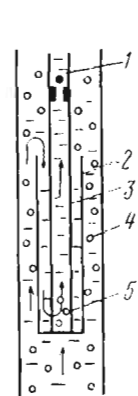


Рис. VIII.11. Схема однокорпусного газового якоря

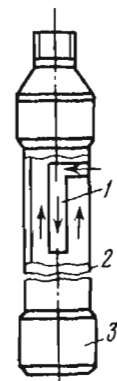


Рис. VIII.12. Схема песочного якоря

помощью периодических тепловых обработок (прогрев труб на поверхности и в скважине паром с помощью передвижных парогенераторов). Кроме того, трубы промывают органическими растворителями.

Значительно осложняют эксплуатацию скважин отложения солей на стенках труб, деталях насосов и другого подземного оборудования. Причины отложения солей: обогащение нагнетаемой воды гипсом и ангидритом за счет выщелачивания их из скелета породы; несовместимость нагнетаемых вод с пластовыми; нарушение равновесия солевых растворов и выпадение из них твердых осадков в связи с термобарическими изменениями, которые происходят в системе при движении растворов в пласте или в скважине; испарение части жидкости с соответствующим увеличением концентрации солей в воде выше их предельной растворимости при данных условиях и т. д. Наиболее эффективны методы борьбы с солеотложениями, основанные на предупреждении образования твердых осадков. Для этого пласт заводняют жидкостью, совместимой с пластовой, которая, смешиваясь, не снижает предельную растворимость солей ниже концентрации начала кристаллообразования в пластовых условиях. Используют также и другие технологические методы предотвращения солеобразования (ограничение притока вод, регулирование профилей приемистости и т. д.). Следует учитывать, что при вымывании солей из породы нагнетаемые воды, совместимые с пластовыми, способны в процессе фильтрации обогащаться гипсом и ангидритом и в этом случае желаемый эффект может быть не достигнут.

Для выноса солей из скважины и предупреждения солеотложения предложено большое число реагентов-ингибиторов. В зависимости от их состава механизм проявления ингибирующих добавок различен. Одни из них нейтрализуют ионы кальция, бария и железа, препятствуя их взаимодействию с ионами карбоната и сульфата, другие, адсорбируясь на поверхности микрочастиц кристаллов, препятствуют их зарождению и росту. Некоторые ингибиторы проявляют себя как разрушители кристаллов солей. Реагенты вводят в затрубное (кольцевое) пространство скважины дозировочными насосами или задавливают в призабойную зону пласта. В случае накопления солей в трубах (карбонаты кальция и магния) их удаляют соляной кислотой.

Разрабатывают и внедряют различные физические способы предупреждения процесса отложения солей. Установлено, например, что некоторые виды полимеров, нанесенные на поверхность труб и оборудования, препятствуют отложению на них солей. Интенсивность солеотложений сокращается при магнитной обработке воды и акустическом воздействии на среду.

Как уже упоминалось, большие трудности возникают при откачке из скважины нефти или водонефтяных эмульсий вы-

сокой вязкости, так как сила трения штанг о жидкость оказывается равной или больше веса штанг и они застревают в скважине. Во избежание этого применяют различные насосы специальных конструкций; подогрев жидкости электрическими нагревателями, установленными на приеме насосов; введение в скважину через затрубное пространство дозировочными насосами поверхностно-активных веществ, снижающих вязкость водонефтяных эмульсий, и т. д. Истирание труб и штанг в наклонных и искривленных скважинах предотвращают, используя специальные муфты с износостойкими покрытиями.

§ 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТАНОВКИ

При проектировании штанговых насосных установок учитывают продуктивные характеристики, глубину залегания пласта, конструкцию скважины. Для каждой из них подбирают оборудование и определяют режим его эксплуатации, соответствующий заданию и конкретным характеристикам пласта и скважины. При решении этой задачи, так же как и в случае газлифтных скважин, учитывают следующее.

1. Если дебит скважины не определяется геолого-физическими факторами (он ограничивается лишь возможностями оборудования и конструкцией скважины), задача заключается в подборе такого оборудования и режима его эксплуатации, при которых обеспечиваются максимально возможные дебиты скважины.

2. Если максимальный ожидаемый дебит скважины ограничен геолого-физическими факторами, задача заключается в подборе наиболее легкого экономичного оборудования и режима эксплуатации, позволяющих длительное время извлекать заданное количество нефти.

Наиболее часто встречаются задачи, когда дебит скважины ограничен геолого-физическими факторами. Рассмотрим принципы их решения. Заданы допустимый дебит, уравнение притока нефти, устьевое давление, конструкция скважины (диаметр обсадных труб, глубина залегания пласта), газовый фактор и зависимости, характеризующие свойства газожидкостных смесей.

Из формулы притока (см. гл. III) находим забойное давление, которое обеспечивает заданный приток нефти Q . Согласно линейному закону притока

$$Q = K(p_{пл} - p_3); \quad (VIII.11)$$

$$p_3 = \frac{K p_{пл} - Q}{K}. \quad (VIII.12)$$

При откачке малогазированной жидкости по ее плотности ρ устанавливаем динамический уровень $h_{\text{дин}}$, соответствующий найденному забойному давлению:

$$\rho g h_{\text{дин}} = p_z = \frac{K p_{\text{пл}} - Q}{K}; \quad (\text{VIII.13})$$

$$h_{\text{дин}} = \frac{K p_{\text{пл}} - Q}{K \rho g}. \quad (\text{VIII.14})$$

Расстояние h этого уровня от устья (при открытом затрубном пространстве) будет

$$h = H - h_{\text{дин}}, \quad (\text{VIII.15})$$

где H — глубина скважины.

При малогазированной жидкости в скважине насос погружают под динамический уровень на 50—100 м, тогда глубина его спуска составит

$$L = h + 50 \div 100 \text{ м}. \quad (\text{VIII.16})$$

В случае газированной жидкости глубину спуска насоса нельзя рассчитать по формуле (VIII.16), так как плотность жидкости изменяется с глубиной по сложному закону. Для определения глубины спуска насоса в этом случае по одному из методов, описанных в гл. VII, строят кривую распределения давления в обсадных трубах по шагам снизу вверх (см. гл. VII), начиная с известного забойного давления p_z или с давления насыщения p_n нефти газом, если $p_z > p_n$ (рис. VIII.13, кривая 1).

Расстояние h_n от забоя до точки, где давление равно p_n , находят по известной плотности ρ_z жидкости в этой зоне:

$$h_n = \frac{p_z - p_n}{\rho_z g}. \quad (\text{VIII.17})$$

Точно так же по шагам строят кривую распределения давления в насосных трубах (рис. VIII.13, кривая 2) сверху вниз, задаваясь известным давлением p_y (давление в системе сбора нефти и газа). При этом следует принять диаметр труб, на которых предполагается спустить насос. Чаше всего штанговые установки оборудуют трубами номинальным диаметром 73 мм. По кривой распределения давления в обсадных трубах определяют целесо-

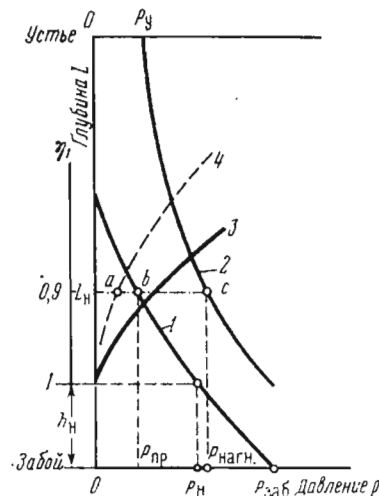


Рис. VIII.13. Кривые распределения в скважине

образную глубину спуска насоса, при которой коэффициент его наполнения будет находиться в заданных пределах. Для этого строят график распределения приведенного газового фактора R по высоте (см. рис. VIII.13, кривая 3), т. е. график количества свободного газа, приходящегося на единицу объема жидкости в термодинамических условиях потока в расчетной точке [9].

$$R = \frac{[\Gamma_0 - \alpha(p - p_0)] p_0 z_{\text{пр}} T_{\text{пр}}}{b_n p T_0} (1 - B), \quad (\text{VIII.18})$$

где Γ_0 — газовый фактор на поверхности; α — коэффициент растворимости газа в нефти; p и p_0 — давление соответственно в расчетной точке обсадных труб и атмосферное; $z_{\text{пр}}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа в термодинамических условиях потока в расчетной точке; T_0 и $T_{\text{пр}}$ — температура соответственно стандартная и в расчетной точке потока; B — обводненность продукции, доли ед.; b_n — объемный коэффициент нефти.

Коэффициент наполнения насоса в зависимости от приведенного газового фактора R составит (см. рис. VIII.13, 4)

$$\eta_1 = \frac{2 - KR}{2(1 + R)}, \quad (\text{VIII.19})$$

где $K = V_{\text{вр}}/V_s$ — коэффициент, характеризующий долю вредного пространства насоса от объема V_s , описываемого плунжером при ходе вверх (значение $V_{\text{вр}}$ определяют по таблицам характеристик насосов). Допустим, что в проектируемой установке коэффициент наполнения $\eta_1 = 0,9$. Этой точке на кривой 4 зависимости $\eta_1 = \eta_1(L)$ (см. рис. VIII.13) соответствует глубина подвески насоса L_n . Тогда давление в точке c будет равно давлению на выкиде насоса (давление нагнетания $p_{\text{нагн}}$). Следовательно, нагрузка на штанги от веса столба жидкости над плунжером

$$P_{\text{ж}} = (p_{\text{нагн}} - p_{\text{пр}}) F, \quad (\text{VIII.20})$$

где $p_{\text{пр}}$ — давление на приеме насоса, соответствующее давлению в точке b пересечения кривой давления $p(L)$ в обсадных трубах с горизонтальной линией глубины спуска насоса; F — площадь сечения плунжера.

В общем случае коэффициент подачи насоса равен произведению коэффициентов наполнения η_1 , потерь хода η_2 (от несоответствия длин хода плунжера и полированного штока), усадки η_3 и утечек η_4 :

$$\alpha = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4. \quad (\text{VIII.21})$$

Очевидно, что

$$\eta_2 \approx \frac{S_{\text{пл}}}{S} \approx \frac{S - \lambda}{S}, \quad (\text{VIII.22})$$

где $S_{пл}$ и S — длина хода соответственно плунжера и полированного штока; λ — суммарные потери хода плунжера за счет деформации труб и штанг:

$$\eta_3 = \frac{1}{b_n(1-n) + b_n B} \quad (\text{VIII.23})$$

При нормальной работе насоса основные утечки q (в $\text{м}^3/\text{сут}$) происходят через зазор между плунжером и стенками цилиндра. Можно принять [9]

$$q = \frac{11310 \Delta p \delta^3 D}{l \mu}, \quad (\text{VIII.24})$$

где $\Delta p = p_{нагн} - p_{пр}$ — разность между давлениями нагнетания и на приеме насоса (соответствует отрезку bc на рис. VIII.13); δ — половина разности диаметров цилиндра и плунжера; l — длина плунжера; D — диаметр плунжера; μ — динамическая вязкость.

Тогда

$$\eta_4 = \frac{Q_T \eta_1 \eta_2 \eta_3 - q}{Q_T \eta_1 \eta_2 \eta_3} \quad (\text{VIII.25})$$

Коэффициент подачи α составляет 0,7—0,8.

При установлении глубины погружения насоса задаются рядом параметров еще не спроектированной установки (диаметрами плунжера D и НКТ и т. д.). Для упрощения расчетов целесообразно эти параметры определять по диаграмме А. И. Адонина (рис. VIII.14), на которой по промысловым данным построены области применения различных станков-качалок и насосов по дебитам Q и глубинам L . Примерную глубину погружения насоса L можно найти по уравнению притока [см. формулу (VIII.14) или (VIII.15)].

Если по этой диаграмме зададимся, например, шифром станка-качалки, при решении задачи число возможных вариантов уменьшается, но задача остается многозначной, так как один и тот же дебит с заданной глубины можно получить с помощью насосов разного диаметра и при различных сочетаниях длин и числа ходов плунжера. Поэтому сначала по формуле (VIII.4) или (VIII.5) определяют нагрузку на головку балансира при каждом возможном варианте, обеспечивающую подъем из скважины заданного количества нефти, а затем выбирают то оборудование, при котором эта нагрузка будет наименьшей. После вычисления максимальной нагрузки проверяют справедливость выбора станка-качалки и диаметра насоса. Если станок не соответствует по грузоподъемности найденной нагрузке, расчет проводят заново для характеристик другого станка-качалки, максимальной грузоподъемность которого соответствует условиям скважины.

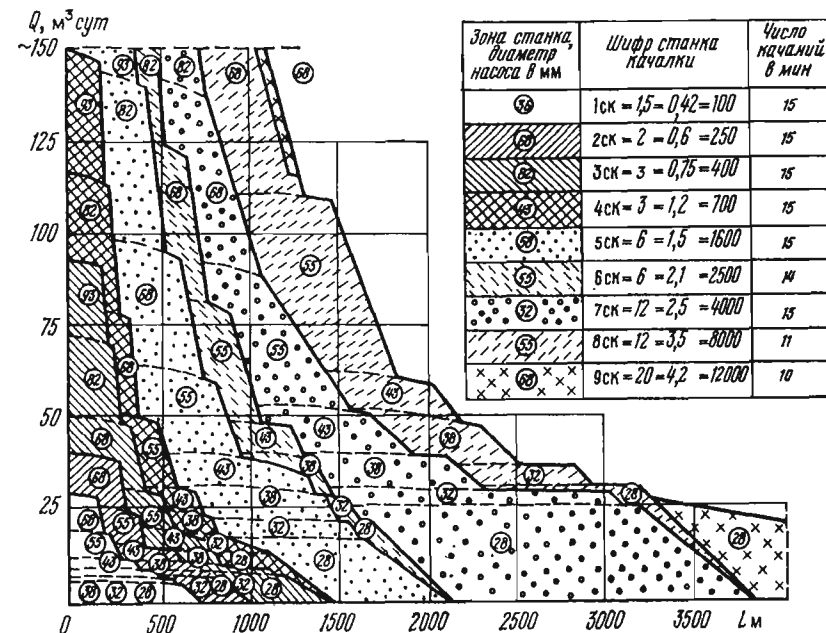


Рис. VIII.14. Диаграмма А. И. Адонина для выбора оборудования:

Q — дебит скважины; L — глубина спуска насоса

Конструкцию колонны насосных штанг устанавливают по приведенному напряжению $\sigma_{пр}$. При ступенчатой колонне длины участков с разным диаметром определяют с учетом условия равнопрочности (в опасных сечениях приведенные напряжения в верхних частях каждой из ступеней должны быть равными). Приведенное напряжение

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_{\max} \sigma_a}, \quad (\text{VIII.26})$$

где $\sigma_{\max}$ и σ_a — соответственно максимальное напряжение и его амплитуда в сечении штанг:

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{\max} - \sigma_{\min}}{2}, \quad (\text{VIII.27})$$

где $\sigma_{\min}$ — минимальное напряжение цикла (напряжение при ходе штанг вниз).

Штанги изготавливают в расчете на допустимое приведенное напряжение от 70 до 120 МПа. Азербайджанским институтом (АзНИПИнефть) разработаны таблицы рекомендуемых конструкций штанговых колонн в зависимости от диаметра насоса, глубины его спуска и допустимых приведенных напряжений, которые можно использовать при проектировании насосной установки.

Таблица VIII.2

Глубина спуска насоса и длины ступеней двухступенчатой колонны
(в % от общей длины) штанг при $\sigma_{пр}$ 70 МПа

Диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм					
	28	32	38	43	55	68
Верхняя ступень	19	34	38	45	55	—
	22	28	31	36	42	55
	25	—	—	—	42	56
Нижняя ступень	16	66	62	55	45	—
	19	72	69	64	58	45
	22	—	—	—	58	44
Глубина спуска, м	1480	1310	1100	920	820	720
	1620	1460	1260	1060	960	—

Рассчитав параметры установки, правильность выбора диаметра и длины ступеней колонны штанг проверяют по приведенным напряжениям в наиболее опасных (верхних) сечениях ступеней. В табл. VIII.2 приведены рекомендуемые АзНИПИ-нефтью конструкции двухступенчатых штанговых колонн при допустимых значениях $\sigma_{пр} = 70$ МПа.

Как следует из изложенного, решение задачи выбора оборудования и рационального режима эксплуатации скважины штанговой установкой имеет множество вариантов. Поэтому расчеты обычно выполняют, используя ЭВМ с учетом экономических показателей вариантов.

§ 7. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

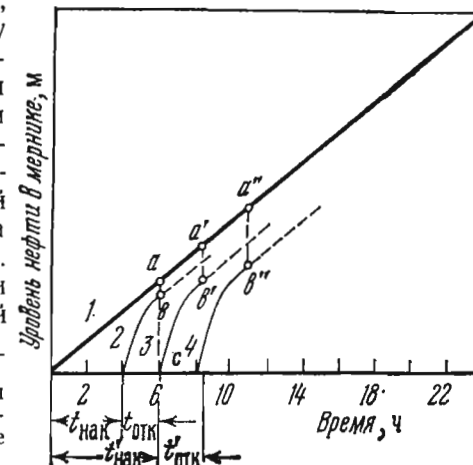
К малodeбитным условно относят скважины, производительность которых менее 5—6 м³/сут. Таких скважин на промыслах много, и поэтому при правильной их эксплуатации можно получить значительное количество дополнительно добытой нефти, сэкономить оборудование и другие материальные средства. Особенность многих из них заключается в том, что минимальная производительность установки с насосами, имеющими небольшой диаметр, оказывается больше притока нефти из пласта даже в случае снижения забойного давления от атмосферного. В этом случае насосом откачивается вся нефть из скважины (до приема), и далее он эксплуатируется с низкими коэффициентами наполнения вследствие засасывания газа низкого давления из кольцевого пространства скважины, что сопровожда-

ется ударами плунжера о жидкость при ходе его вниз и вибрацией. В результате насос, оборудование станков-качалок, подшипники быстро изнашиваются и увеличивается расход электроэнергии.

Во многих случаях такие скважины целесообразно эксплуатировать периодически — останавливать станок-качалку на время накопления жидкости с последующей ее откачкой и т. д. При этом дольше сохраняется оборудование, меньше расходуется энергии, но теряется часть добычи нефти (по сравнению с непрерывной откачкой), так как во время остановки станка-качалки жидкость в скважину поступает при возрастающем противодействии ее столба на пласт. В результате скорость притока жидкости замедляется, т. е. замедляется повышение уровня.

При переводе скважин на периодическую эксплуатацию необходимо решить технико-экономическую задачу выбора рационального времени накопления $t_{нак}$ и откачки $t_{отк}$ жидкости. Предложены аналитические и экспериментальные методы определения этих величин — по кривым восстановления уровня в скважине, по дебитограммам (кривая роста уровня в мернике, оборудованном поплавковым уровнемером), по индикаторным диаграммам, путем подбора приемлемого режима эксплуатации. В простейшем случае при исследовании на приток с помощью передвижного мерника, оборудованного уровнемером, записывающим в определенном масштабе высоту столба нефти, линия нарастания уровня в мернике в процессе непрерывной откачки (если не учитывать влияния упругих явлений в пласте) соответствует линии 1, уклон которой характеризует количество поступающей из пласта жидкости (рис. VIII.15). При пробной эксплуатации скважины с нарастающим временем остановок на накопление $t_{нак}$ жидкости получают соответствующие кривые откачки 2, 3, 4, которые отражают подачу насоса и рост уровня в мернике в процессе откачки жидкости. С понижением уровня в скважине до приема насос начинает работать с подачей, равной производительности пласта (пунктирные линии на рис. VIII.15). Потери нефти вследствие периодической

Рис. VIII.15. Кривые накопления жидкости в мернике при различных режимах периодической ее откачки



эксплуатации скважины за цикл (время остановки на накопление $t_{\text{нак}}$ плюс время откачки жидкости $t_{\text{отк}}$) будут соответствовать длинам отрезков ab , $a'b'$ и $a''b''$, увеличивающимся с ростом времени накопления жидкости. Поэтому важнейшими параметрами, определяющими технико-экономические показатели и эффективность перевода скважины на периодическую эксплуатацию, являются относительное φ и абсолютное ΔQ снижение дебита:

$$\varphi = Q_{\text{пер}}/Q_{\text{нп}}, \quad (\text{VIII.28})$$

где $Q_{\text{пер}}$ и $Q_{\text{нп}}$ — производительность скважины соответственно при периодической и непрерывной эксплуатации.

$$\Delta Q = Q_{\text{нп}} - Q_{\text{пер}}. \quad (\text{VIII.29})$$

Из рис. VIII.15 следует, что для режима, описываемого, например, кривой 2,

$$\varphi = ac/bc.$$

Желательно, чтобы на практике значение φ составляло не менее 0,8—0,95. Если построены дебитограммы, выбирают режим откачки, соответствующий заданному φ .

Различными авторами предложены формулы для аналитического определения периодов накопления и откачки жидкости, учитывающие особенности условия притока. При фильтрации по линейному закону для оценки значения $t_{\text{нак}}$ формула А. С. Вирновского и О. С. Татейшвили имеет вид

$$t_{\text{нак}} = \frac{F_k}{k_{\text{уд}}} \ln(2\varphi - 1), \quad (\text{VIII.30})$$

где F_k — площадь кольцевого сечения в скважине; $k_{\text{уд}}$ — удельный коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$. По рекомендации АзНИПИнефти продолжительность периода откачки жидкости $t_{\text{отк}}$ (в часах) можно найти по формуле

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{нак}} \frac{\varphi}{\varepsilon - \varphi}, \quad (\text{VIII.31})$$

где ε — коэффициент запаса подачи насоса:

$$\varepsilon = \eta Q_{\text{т}}/Q_{\text{нп}}.$$

Здесь η — коэффициент подачи насоса; $Q_{\text{т}}$ — теоретическая подача насоса; $Q_{\text{нп}}$ — дебит скважины при непрерывной откачке.

Сложность гидродинамических исследований большого числа малодебитных скважин известными методами, трудность использования передвижных мерников с уровнемерами вследствие неудобств их применения вынуждают операторов прибегать к определению периодов накопления опытным путем методом проб и ошибок. Но в этом случае затрачивается много времени и нарушается точность установления режимов периодической эксплуатации с соответствующими потерями нефти,

которые могут быть ощутимыми при большом числе малодебитных скважин.

Для автоматизации запуска и остановки скважин при периодической эксплуатации предложены различные автоматические устройства, выполняющие заданный режим пусков и остановок станков-качалок. Автоматизация и регулирование режима малодебитных скважин во время насосной их эксплуатации осложняются постепенным изменением подачи установок в результате износа плунжера, клапанов, появления утечек, что требует периодического увеличения времени откачки. Поэтому регулирующие автоматы проектируют с различным принципом действия. Одни из них основаны на построении динамограммы, на которой появляется в верхнем правом углу «газовый носик», как только насос откачивает жидкость до приема и начнет захватывать газ вместе с жидкостью. После этого станок автоматически останавливается. Предложены автоматические устройства, регулирующие работу оборудования по данным контроля уровня жидкости в скважине, расхода и давления на выкиде, по вибрации станка-качалки (которая увеличивается с уменьшением коэффициента наполнения насоса) и т. д. В США, где велик фонд малодебитных скважин, считается рентабельным выпуск специального малогабаритного оборудования (и штанг с диаметром 12,7 мм) для эксплуатации малодебитных скважин.

При проектировании периодической эксплуатации необходимо во всех случаях оценивать себестоимость нефти во время непрерывной и периодической работ оборудования [6].

§ 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

Наличие штанговой колонны, сложная кинематика станка, необходимость использования тяжелого оборудования при эксплуатации высокодебитных скважин сужают область применения штанговых насосных установок. На промыслах широко распространены установки с погружными центробежными электронасосами (УПЭЦН), позволяющие при большой подаче развивать высокий напор, достаточный для подъема нефти с больших глубин (табл. VIII.3). В Советском Союзе более 50 % всей добычи нефти извлекается этими насосами.

На рис. VIII.16 показана схема компоновки оборудования для эксплуатации скважины с помощью УПЭЦН. Оно состоит из маслозаполненного погружного электродвигателя (ПЭД) 2 трехфазного тока, протектора 3, центробежного насоса 5. К нижней части ПЭД присоединен компенсатор 1. Вал электродвигателя соединен шлицевыми муфтами через протектор (который служит для гидрозащиты электродвигателя от попадания пластовых жидкостей) с валом насоса. Жидкость всасывается

Таблица VIII.3
Характеристика УПЭЦН

Шифр установки	Номинальная подача, м³/сут	Напор, м	Рекомендуемая рабочая область		Насос	
			Подача Q , м³/сут	Напор H , м	К.п.д., %	Число ступеней/число секций
УПЭЦН 5-40-1750	40	1800	20—70	1850—1340	43	349/3
УПЭЦН 5А-160-1750	160	1755	125—205	1920—1290	61	346/3
УПЭЦН 6-1000-900	1000	900	750—1300	1085—510	60	208/4

Продолжение

Шифр установки	Электродвигатель				Кабель	
	Шифр	Мощность, кВт	Температура среды, °С	К.п.д., %	Число жил × площадь сечения	Длина, м
УПЭЦН 5-40-1750	ПЭД28-103А85	32	70	76	3×16	1930
УПЭЦН 5А-160-1750	ПЭД65-117А85	63	70	81	3×10	1980
УПЭЦН 6-1000-900	ПЭДС250-13085	250	90	84	3×25	1400

через приемную сетку 4 и откачивается насосом 5 по НКТ 6 на поверхность. Устье герметизируется арматурой 9 фонтанного типа. Для питания энергией погружного электродвигателя предназначен бронированный трехжильный кабель 7, который крепится во время спуска насоса к трубам поясками 8. При подъеме насоса кабель наматывается на барабан 10. Для контроля служит станция управления 11.

Погружной центробежный электронасос (ПЭЦН) — многоступенчатый, секционный. Каждая ступень состоит из направляющего аппарата и рабочего колеса, насаженного на общий вал всех ступеней секции (или блока). Рабочие колеса закреплены на валу общей шпонкой и имеют скользящую посадку, а направляющие аппараты — в корпусе насоса, представляющем собой трубу диаметром от 92 до 114 мм. Число ступеней может достигать 400. Каждая из них в зависимости от диаметра корпуса насоса развивает напор (при работе на воде) от 3,8 до 6,8 м. Во время вращения колес напор преобразуется в давление, развиваемое насосом, определяемое числом

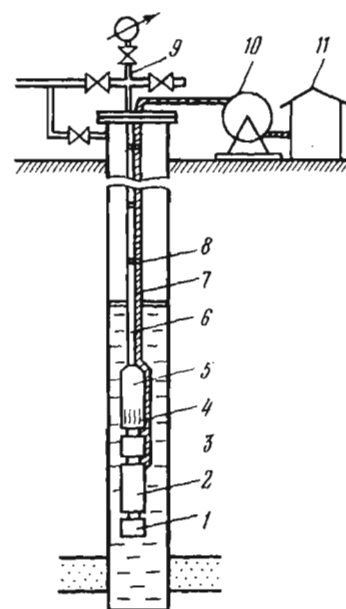
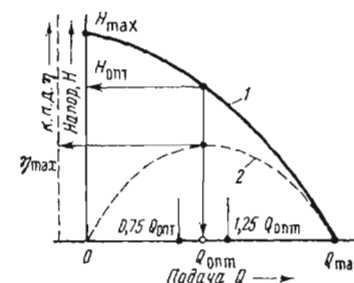


Рис. VIII.16. Схема компоновки агрегатов УПЭЦН

Рис. VIII.17. Гидравлическая характеристика ПЭЦН



ступеней и частотой вращения рабочих колес, диаметром насоса и некоторыми другими факторами.

В настоящее время изготавливают насосы подачей от 40 (ЭЦН5-40-950) до 3000 м³/сут. Шифр этого насоса означает: цифра 5 — группа (диаметр обсадных труб в дюймах, для которых предназначен насос); 40 — номинальная подача в м³/сут; 950 — напор, развиваемый насосом, в м.

По поперечным размерам насосы подразделены на условные группы: 5, 5А и 6. Насосы группы 5 предназначены для эксплуатации скважин с внутренним диаметром обсадных труб не менее 121,7 мм; группы 5А — с диаметром не менее 130 мм; группы 6 — не менее 144,3 мм.

На рис. VIII.17 показана гидравлическая характеристика погружного центробежного электронасоса. При закрытой задвижке и подаче $Q=0$ насос развивает максимальный напор $H_{\max}$ (кривая 1). В этом случае к.п.д. равен нулю. Если насос работает без подъема жидкости (напор $H=0$, к.п.д.=0) подача его максимальная $Q_{\max}$.

Наиболее целесообразная область работы насоса — зона максимального к.п.д. (кривая 2). Значение $\eta_{\max}$ достигает 0,5—0,6. Режим эксплуатации насоса, когда напор $H_{\text{опт}}$ и подача $Q_{\text{опт}}$ соответствуют точке с максимальным к.п.д., называют оптимальным.

Кроме обычных промышленность выпускает также насосы с повышенной коррозионной стойкостью, которые могут откачивать жидкости с содержанием песка до 1 %.

Погружной электродвигатель (ПЭД) — асинхронный электродвигатель трехфазного тока с короткозамкнутым ротором, имеет специальную конструкцию вертикального исполнения, позволяющую спускать его в скважины. При диаметре корпуса 103—130 мм длина ПЭД достигает 8 м и более, что объясняется возможностью увеличения мощности в основном лишь за счет его длины. Поэтому строение ротора и статора секционное. Вал двигателя центрируется в радиальных подшипниках, укрепленных между секциями статора. Параметры некоторых ПЭД, применяемых для добычи нефти, приведены в табл. VIII.3. Шифр электродвигателя (например, ПЭД65-117АВ5) означает: 65 — мощность в кВт, 117 — диаметр корпуса в мм, АВ5 — серия двигателя.

Протектор — устройство, позволяющее предохранять полость маслозаполненного электродвигателя от проникновения пластовой воды и нефти. Полость двигателя соединена с мешком, наполненным трансформаторным маслом, который при погружении в скважину через специальный обратный клапан подвергается воздействию давления скважинной жидкости (гидрозащита Г). В результате масло вдоль зазоров вала проникает в ПЭД. В этом случае давление в полости двигателя до полного расхода масла оказывается равным внешнему давлению (в кольцевом пространстве скважины). В гидрозащитах типа ГД турбинка на валу протектора создает некоторое избыточное давление внутри резинового мешка с маслом.

Компенсатор — устройство для регулирования объема масла в ПЭД, которое расширяется вследствие значительного нагрева двигателя во время эксплуатации. Трансформаторное масло перетекает в эластичный элемент, который, расширяясь, вытесняет через отверстие в корпусе скважинную жидкость, находящуюся между корпусом компенсатора и маслом наполненным элементом. При охлаждении ПЭД масло сжимается и под давлением скважинной жидкости, попадающей через отверстие в компенсатор, из эластичного элемента перетекает в полость ПЭД.

Станция управления обеспечивает: контроль и регулирование работы установки, автоматическое включение и выключение ее в зависимости от давления в коллекторе, отключение при коротких замыканиях и перегрузке двигателя, автоматическое поддержание заданного периода накопления и откачки жидкости при периодической эксплуатации скважины, запуск установки и др. Питание ПЭД осуществляется через трансформаторы, регулирующие рабочее напряжение (от 350 до 2000 В в ПЭД 125-138).

Выбор оборудования для эксплуатации скважины

Задача расчетов заключается в том, чтобы для каждой конкретной скважины с учетом ее характеристик подобрать все звенья УПЭЦН и глубину спуска насоса. Решение ее связано с выполнением большого объема вычислительной работы с помощью ЭВМ. Поэтому рассмотрим лишь схему и принцип одного из упрощенных вариантов расчетов (предложенный П. Д. Ляпковым) для случая, когда дебит жидкости скважины в стандартных условиях ($Q_{жсу}$) задан.

Вначале устанавливают необходимые исходные данные: выбирают уравнение притока; определяют свойства нефти, воды, газа и их смесей, которые предполагается откачивать из скважины; конструкцию эксплуатационной обсадной колонны. Глубину спуска насоса L_n находят с учетом расходного газосодержания нефтегазового потока на входе $\beta_{вх}$ по методике, сходной с методикой определения глубины спуска штангового насоса (см. гл. VII, VIII). Для этого строят кривые распределения давления и расходного газосодержания потока β вдоль обсадных труб шагами от забоя снизу вверх, начиная от заданного забойного давления, определяемого по уравнению притока для известного дебита (соответственно кривые 1 и 3 на рис. VIII.18). Расходное газосодержание потока — отношение объемного расхода V газа на участке к общему расходу смеси газа и жидкости q — определяют по формуле

$$\beta = V/(V + q).$$

Расходы V и q находят по формулам (VII.11) и (VII.14). По кривой 3 (см. рис. VIII.18) оценивают предварительную глубину спуска насоса (по допустимым значениям объемного газосодержания на приеме насоса; $\beta_{вх} = 0,05 \div 0,25$) и давление $p_{вх}$ (по кривой 1). Упомянутые пределы расходного газосодержания на входе в насос установлены по данным испытаний

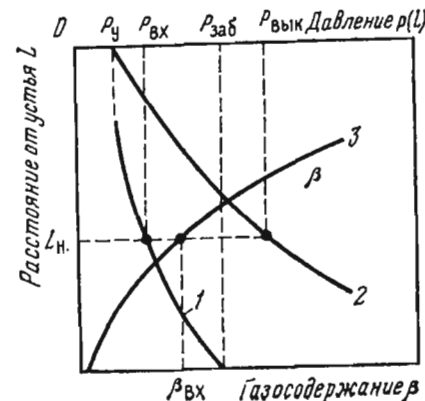


Рис. VIII.18. График для определения глубины L_n погружения ПЭЦН по расходному газосодержанию на входе $\beta_{вх}$ и давлению на приеме $p_{пр}$ и выкиде $p_{вык}$ из насоса

УПЭЦН во время откачки газированной жидкости. Если $\beta_{вх} = 0 \div 0,05$, то газ слабо влияет на работу насоса, если $\beta_{вх} = 0,25 \div 0,3$, то происходит срыв подачи насоса. Практически целесообразно давление на приеме насоса не менее $1-1,5$ МПа. Для определения давления на выкиде насоса $p_{вык}$, т. е. в самом нижнем сечении НКТ, рассчитывают распределение давления в трубах также шагами сверху вниз от известного устьевого давления p_y , равного давлению в системе сбора (см. рис. VIII.18, кривая 2). В этом случае учитывают частичную сепарацию газа у приема насоса, который движется вверх по кольцевому пространству, минуя насос, и через обратный клапан отводится в выкидную линию¹.

При расчете распределения давления в НКТ их диаметр d устанавливают с учетом дебита:

$$\begin{aligned} Q_{жсу} < 150 \text{ м}^3/\text{сут}, d &= 60 \text{ мм}; \\ 150 < Q_{жсу} < 300 \text{ м}^3/\text{сут}, d &= 73 \text{ мм}; \\ Q_{жсу} > 300 \text{ м}^3/\text{сут}, d &= 89 \text{ мм}. \end{aligned}$$

По кривым 1 и 2 на глубине спуска насоса определяют перепад давлений, требуемый для получения заданного дебита:

$$p_c = p_{вык} - p_{вх}. \quad (\text{VIII.32})$$

Необходимо отметить, что по найденным значениям p_c и заданному дебиту $Q_{жсу}$ при стандартных условиях еще нельзя выбрать целесообразную характеристику насоса с достаточной точностью, ибо в заводских характеристиках, строящихся по данным процесса откачки воды, не учитывается влияние свойств газожидкостных смесей и термодинамических условий работы насосных агрегатов. Фактический расход жидкости через насос будет отличаться от заданных значений $Q_{жсу}$ в связи с тем, что в жидкости, откачиваемой насосом, может раствориться большое количество газа. Жидкость, омывая электродвигатель, нагревается. Кроме того, в ней содержится некоторое количество свободного газа и эти факторы способствуют существенному увеличению объема газожидкостной смеси (ГЖС), проходящей через насос (по сравнению с заданным дебитом при стандартных условиях $Q_{жсу}$).

Следует учитывать, что расход ГЖС по длине насоса в связи с ростом давления к выкиду и с уменьшением количества свободного газа в жидкости оказывается непостоянным. В свою очередь, свойства жидкости и ее вязкость влияют на напорную характеристику насоса. Поэтому далее оцениваем подачу Q_v и напора $H_{вс}$, которые должен иметь подбираемый насос при откачке жидкости (с учетом влияния на рабочую

характеристику насоса свободного газа в ГЖС, проходящей через насос, и ее вязкости), чтобы обеспечить подъем заданного количества нефти $Q_{жсу}$ с выбранной глубины L_n . По данным Q_v и $H_{вс}$ и паспортным характеристикам подбирают тип насоса, удовлетворяющий условиям:

$$0,65 \leq Q_v \cdot Q_{в.опт} \leq 1,25, \quad (\text{VIII.33})$$

где $Q_{в.опт}$ — паспортная подача насоса при оптимальном режиме,

$$H_{вс} \leq H_{пв} - \Delta H. \quad (\text{VIII.34})$$

Здесь $H_{пв}$ — напор насоса по паспортной характеристике, соответствующей производительности $Q_{в.м}$; ΔH — поправка для пересчета $H_{пв}$ в вероятный напор при работе на воде:

$$\Delta H = \frac{0,92 H_{в.опт}}{3,9 + 0,023 Q_{в.опт}}, \quad (\text{VIII.35})$$

где $H_{в.опт}$, $Q_{в.опт}$ — оптимальный напор (в м) и оптимальный расход (в м³/сут) по паспортной характеристике насоса.

Необходимость введения поправки ΔH объясняется тем, что паспортные характеристики для какой-либо партии насосов определяют осреднением результатов испытания лишь нескольких насосов, работающих на воде. Поэтому фактическая (вероятная) характеристика насоса может отличаться от паспортной вследствие некоторых геометрических отклонений в строении рабочих аппаратов, отличий вязкости продукции скважин, движущейся в каналах рабочих колес, от вязкости воды и т. д. По известным $H_{вс}$ и Q_v подбирают мощность двигателя.

Выбранный насосный агрегат должен работать в условиях превышения необходимого пускового напора $H_{осв}$ над рабочим при откачке ГЖС. Возможность запуска скважины агрегатом устанавливают по результатам сравнения баланса напоров $H_{осв}$, развиваемых насосом при пуске скважины, с величиной $(H_{п.о.хл} - \Delta H)$, где $H_{п.о.хл}$ — напор насоса по его паспортной характеристике при минимально допустимом дебите жидкости $Q_{охл}$ и длительной непрерывной эксплуатации двигателя. Если

$$H_{осв} \geq 0,98(H_{п.о.хл} - \Delta H), \quad (\text{VIII.36})$$

то скважина может быть освоена насосом.

$Q_{охл}$ соответствует минимально допустимому расходу жидкости в кольцевом пространстве между корпусом электродвигателя и стенкой обсадной трубы, когда обеспечивается необходимый режим охлаждения ПЭД:

$$Q_{охл} = 86400 \omega_{охл} \pi (D_{э}^2 - D_d^2) / 4, \quad (\text{VIII.37})$$

где $\omega_{охл}$ — минимально допустимая скорость движения жидкости в кольцевом пространстве (определяется по специальным

¹ Методы расчета сепарации газа у приема см. в специальной литературе [6].

таблицам); $D_{эк}$, D_d — диаметры соответственно обсадных труб и корпуса двигателя.

Если условие (VIII.36) не соблюдается, то необходимо заново подобрать насос с большими возможностями или установить газосепаратор на его приеме. Может оказаться, что необходимая характеристика насоса по напору H не соответствует (ниже) паспортной характеристике насоса, ближайшего по параметрам. В этом случае напор выбранного насоса регулируют (уменьшают) путем повышения противодействия на устье с помощью штуцера или уменьшением (частичным изъятием) некоторого числа Δz ступеней насоса с заменой их вкладышами. Число ступеней, которые следует удалить, определяют по формуле

$$\Delta Z = Z_0 \frac{\Delta H}{H}, \quad (\text{VIII.38})$$

где z_0 — общее число ступеней в насосе; ΔH ; H — напор соответственно избыточный и развиваемый при полном числе ступеней.

Если используют штуцер, то снижается к.п.д. установки, но при этом регулирование осуществляется проще (без разборки насоса).

Следует отметить, что в процессе эксплуатации скважин иногда необходимо регулировать параметры УЭЦН в широких пределах в связи с изменением количества отбираемой жидкости, обводнением продукции, изменением газосодержания в продукции и т. д., что вызывает необходимость проводить трудоемкие спуско-подъемные операции для замены агрегата. В условиях Западной Сибири, например, такие работы связаны со значительными сложностями. Поэтому предложены способы увеличения и регулирования характеристик УПЭЦН. Один из них — изменение частоты вращения вала существующих насосов путем частотного регулирования электродвигателя насоса (частота вращения вала ПЭД пропорциональна частоте тока), в результате чего одновременно изменяются в широком диапазоне и напор, и подача насоса. Частотное регулирование позволяет сократить необходимое число типоразмеров УПЭЦН.

Опыты (с применением тиристорного серийного преобразователя частоты ТПЧ-4) показали, например, что эксплуатация насоса ЭЦН 6-500 возможна в пределах изменения его подачи 220—780 м³/сут. С изменением частоты тока от 30 до 70 Гц скорость частоты вращения ротора может изменяться в пределах 1800—4200 мин⁻¹. Опыты подтвердили, что в этом случае межремонтный период снижается не существенно (число отказов насосов интенсивно нарастало после 1,5 года работы с повышенной частотой тока (70 Гц), а электродвигателя — через 1 год). Плавное регулирование характеристик центробежных электронасосных установок имеет большое значение

также в связи с быстрым расширением областей их применения в нефтяной промышленности — в системах поддержания пластового давления (с подачей до 3000 м³/сут при напоре до 2000 м), для подъема воды из водозаборных и артезианских скважин, для раздельной эксплуатации нескольких пластов одной сеткой скважин.

Гидродинамические исследования скважин

В процессе исследования скважины для регулирования ее дебита применяют штуцеры. Забойное давление можно измерить по уровню жидкости (эхолотом) в затрубном пространстве. Но при этом точность измерения оказывается часто невысокой вследствие искажений, вносимых в эхограмму кабелем. Трудно определить и среднюю плотность жидкости в кольцевом пространстве, в которой может содержаться свободный газ. Лучшие результаты получают во время измерения затрубного давления на уровне выкида насоса глубинными манометрами, спускаемыми в НКТ в процессе работы насоса. Манометры сообщаются с затрубным пространством с помощью специальных приспособлений.

Приспособление для измерения затрубного давления (рис. VIII.19) устанавливают в НКТ 2 над насосом (выше обратного клапана). Наконечник манометра 1 садится в седло 3 и сдвигает под воздействием своего веса втулку 4 вниз. Отверстия 5 втулки совпадают с отверстиями 6 на НКТ, и полость манометра сообщается с затрубным пространством. Давление в трубах значительно выше затрубного, и поэтому манометр плотно прижимается к седлу 3. После измерения давления манометр поднимается с седла и пружина 7 возвращает втулку 4, перекрывая сообщение НКТ с затрубным пространством.

В процессе эксплуатации скважины нефть свободно поднимается по НКТ мимо этого устройства. Схема получаемой диаграммы записи давления показана на рис. VIII.20. Манометр вначале регистрирует рост давления от устьевоего p_y до давления p_a в трубах НКТ на глубине измерения. После сообщения полости манометра с затрубным пространством давление снижается до p_b , соответствующего затрубному на глубине измерения (точка b). Участок bc — запись кривой восстановления давления после остановки скважины. При подъеме манометра с седла давление вновь возрастает до уровня трубного (линия cd), линия de характеризует подъем манометра. Забойное давление определяют по отрезку, соответствующему давлению p_b , а пластовое — давлению p_c . Для пересчета этих давлений соответственно в забойное и пластовое необходимо учитывать давление столба жидкости от точки измерения до кровли пласта. Среднюю плотность газированной жидкости можно

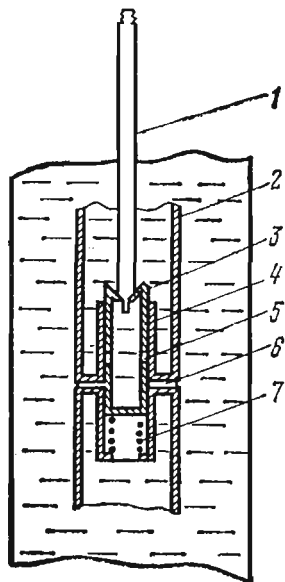
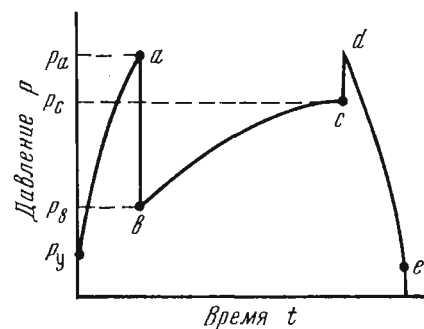


Рис. VIII.19. Схема приспособления для измерения затрубного давления при спуске манометра в НКТ

Рис. VIII.20. Схема записи давления



оценить по расходному газосодержанию β в обсадных трубах (см. гл. VII и § 8 гл. VIII). Для определения пластового давления по значению p_c необходимо знать (кроме глубины подвески насоса) плотность нефти в термобарических условиях обсадных труб ниже приема насоса в остановленной скважине.

Изложенный способ измерения затрубного давления имеет ряд недостатков: возможна негерметичность соединения манометра с затрубным пространством, требуется спуск манометра. Поэтому разработаны способы измерения давления у приема насоса с помощью датчиков, встроенных в корпус ПЭД. Информация от датчиков снимается по силовому кабелю в виде частотного сигнала.

Продуктивность пласта приближенно можно оценить, используя способность центробежного насоса работать «на себя» (при закрытой задвижке, развивая максимальный напор H_0). Во время запуска скважины (уровень жидкости в ней за время остановки достиг статического, соответствующего пластовому давлению) с закрытой устьевой задвижкой напор, развиваемый насосом (при открытом затрубном пространстве), составит

$$H_0 = h_1 + \frac{p_1}{\rho g}, \quad (\text{VIII.39})$$

где h_1 — расстояние от устья до статического уровня; p_1 — давление на устье при эксплуатации насоса с закрытой выкидной задвижкой; ρ — плотность жидкости. Предполагая, что после пуска скважины и достижения установившегося дебита и ди-

намического уровня, соответствующего забойному давлению, при внезапном полном закрытии выкидной задвижки эксплуатирующийся насос разовьет тот же напор H_0 , можно написать:

$$H_0 = h_2 + \frac{p_2}{\rho g}, \quad (\text{VIII.40})$$

где h_2 — расстояние от устья до динамического уровня; p_2 — давление на устье после внезапного закрытия задвижки. Из (VIII.39) и (VIII.40) следует, что перепад давлений (в м) между пластовым и забойным составит

$$h_2 - h_1 = \frac{p_1 - p_2}{\rho g}. \quad (\text{VIII.41})$$

Коэффициент продуктивности скважины по линейному закону притока

$$K = \frac{Q}{h_2 - h_1}, \quad (\text{VIII.42})$$

где Q — установившийся дебит скважины после ее пуска.

Этот метод исследования имеет много недостатков (напоры, развиваемые насосом при откачке дегазированной жидкости и ГЖС не одинаковы, плотности жидкости и ГЖС в формулах (VIII.39) и (VIII.40) не равны и в последнем случае неизвестны и т. д.). По этому методу можно лишь ориентировочно оценить продуктивность скважины.

В связи с быстрым ростом объема добычи нефти с применением УЭЦН важная задача заключается в совершенствовании теории и практики гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующихся УЭЦН.

§ 9. ДРУГИЕ ВИДЫ БЕСШТАНГОВЫХ НАСОСОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

К бесштанговым насосам также относятся винтовые, гидропоршневые, вибрационные, диафрагменные, струйные.

Гидропоршневые насосные установки (рис. VIII.21) состоят из поршневого гидравлического двигателя и насоса 13, устанавливаемого в нижней части труб 10, силового насоса 4, расположенного на поверхности, емкости 2 для отстоя жидкости и сепаратора 6 для ее очистки. Насос 13, сбрасываемый в трубы 10, садится в седло 14, где уплотняется в посадочном конусе 15 под воздействием струй рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину по центральному ряду труб 10. Золотниковое устройство направляет жидкость в пространство над или под поршнем двигателя и поэтому он совершает вертикальные возвратно-поступательные движения. Нефть из скважины, всасы-

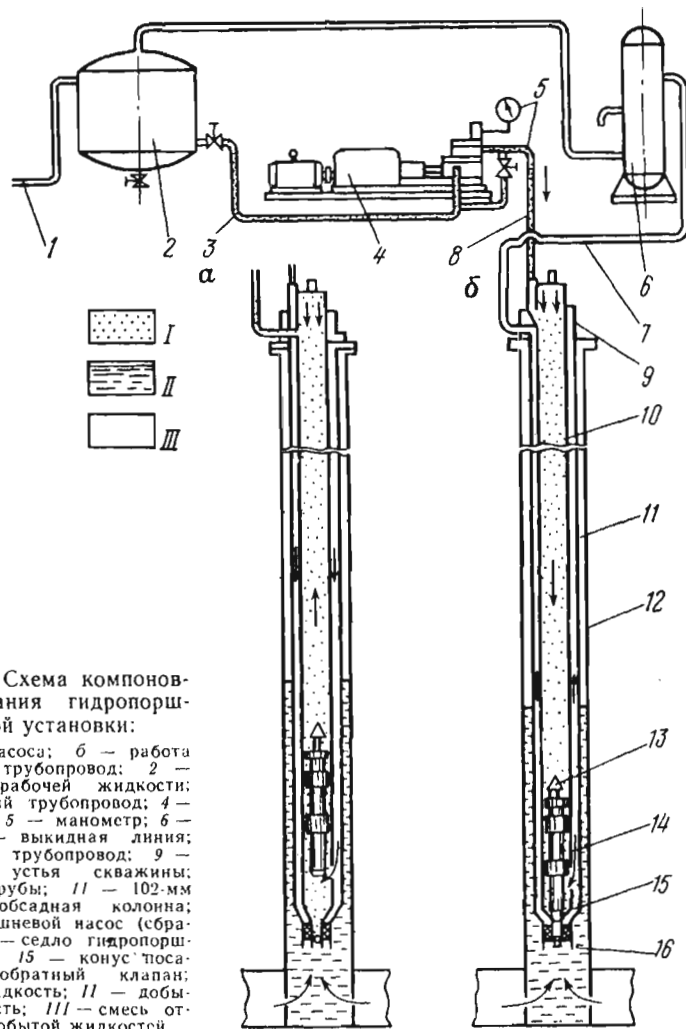


Рис. VIII.21. Схема компоновки оборудования гидропоршневой насосной установки:

а — подъем насоса; *б* — работа насоса; 1 — трубопровод; 2 — емкость для рабочей жидкости; 3 — всасывающий трубопровод; 4 — силовой насос; 5 — манометр; 6 — сепаратор; 7 — выкидная линия; 8 — напорный трубопровод; 9 — оборудование устья скважины; 10 — 63-мм трубы; 11 — 102-мм трубы; 12 — обсадная колонна; 13 — гидропоршневой насос (сбрасываемый); 14 — седло гидропоршневого насоса; 15 — конус посадочный; 16 — обратный клапан; I — рабочая жидкость; II — добываемая жидкость; III — смесь отработанной и добытой жидкостей

ваемая через обратный клапан 16, направляется в кольцевое пространство между внутренним 10 и наружным 11 рядами труб. В это же пространство из двигателя поступает отработанная жидкость (нефть), т. е. по кольцевому пространству на поверхность поднимается одновременно добываемая рабочая жидкость. При необходимости подъема насоса изменяется направление нагнетания рабочей жидкости — ее подают в кольцевое пространство (рис. VIII.21).

Различают гидропоршневые насосы одинарного и двойного действия, с раздельным и совместным движением добываемой

жидкости с рабочей и т. д. Такие насосы обеспечивают подъем жидкости с больших глубин (4000—4500 м) при к.п.д. до 0,6. Преимущество гидропоршневых насосов — возможность автоматизации и дистанционного управления спуско-подъемных работ при замене насоса. Недостатки их связаны с необходимостью обустройства промысла громоздкой системой снабжения скважин рабочей жидкостью при тщательной ее очистке, которая требуется для успешной работы гидравлического двигателя.

Винтовые насосы развивают напор вследствие вращения металлического винта 1 (рис. VIII.22) в эластичной (резиновой) обойме 2. При этом по их длине образуются замкнутые полости, заполненные откачиваемой жидкостью, передвигающиеся от входа в насос к его выкиду, где жидкость выталкивается в нагнетательную линию. Нарезка винта 1 однозаходная плавная с большим отношением длины витка к глубине его нарезки (15—30), а поверхность эластичной обоймы соответствует поверхности двухзаходного винта с шагом, равным двойному шагу винта. Движение винта сложное: он вращается вокруг своей оси и по окружности с радиусом, равным эксцентриситету e (см. рис. VIII.22). Для уравнивания нагрузки предусмотрены два винта, вращающиеся в одну и ту же сторону, но имеющие разные (правое и левое) направления спиралей, которые создают встречное движение потоков от двух приемов насосов к одному выкиду. Жидкость далее поднимается в НКТ по кольцевому зазору между корпусом насоса и его обоймой. Заполнение НКТ жидкостью при спуске насоса и сброс ее в скважину во время подъема осуществляются с помощью специального клапана. Для привода насоса предназначен погружной электродвигатель (ПЭД) с уменьшенной частотой вращения, питающийся по кабелю от трансформатора и оборудованный гидрозащитой. Для контроля его работы служит станция управления.

Винтовые насосы способны откачивать высоковязкие нефти, менее чувствительные к наличию газа в жидкости. Электровинтовой насос (тихоходный) ЭВНТ5А-100-1000 имеет подачу 100 м³/сут при напоре 1000 м.

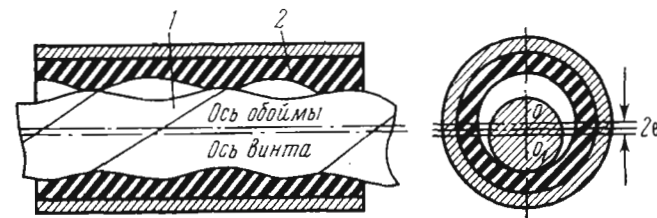


Рис. VIII.22. Схема элемента винт — обойма винтового насоса

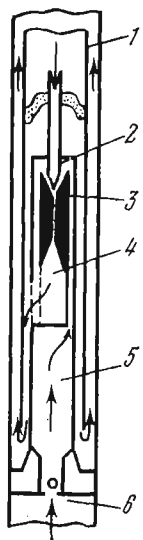


Рис. VIII.23. Схема струйного насоса

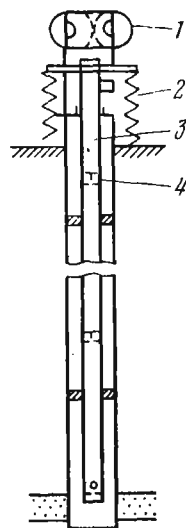


Рис. VIII.24. Схема вибрационного насоса

Струйный насос (рис. VIII.23) приводится в действие под влиянием напора рабочей жидкости (воды или нефти), нагнетаемой в НКТ 1, соединенные с соплом 2. При прохождении узкого сечения сопла струя перед диффузором 4 приобретает большую скорость и поэтому в каналах 3 снижается давление. Эти каналы соединены через полость насоса 5 с подпакерным пространством 6 и пластом, откуда пластовая жидкость всасывается в насос и смешивается в камере смешения с рабочей. Смесь жидкостей далее движется по кольцевому пространству насоса и поднимается на поверхность по межтрубному пространству (насос спускают на двух концентрических рядах труб) под давлением нагнетаемой в НКТ рабочей жидкости. Насос не имеет движущихся частей, может откачивать высоковязкие жидкости и эксплуатироваться в осложненных условиях (высокие температуры пластовой жидкости, содержание значительного количества свободного газа и песка в продукции и т. д.).

Вибрационный насос (рис. VIII.24) предназначен для подъема жидкости из скважин под воздействием упругих деформаций жидкости и колонны труб, генерируемых вибратором 1. Последний состоит из эксцентрично насаженных на вал грузов, при вращении которых верхняя часть подъемных труб 3, подвешенных на пружинах 2, приводится в возвратно-поступательное движение. На каждой трубе установлен тарельчатый клапан 4, открывающийся вверх. При вибрации колонны

труб по периодическому закону инерционные силы жидкости совместно с силой тяжести приводят в движение клапаны. Если силы инерции, направленные вверх, превышают силы тяжести жидкости, то клапаны открываются и пропускают жидкость вверх, если же результирующая сила направлена вниз — клапан закрывается. Так происходит подъем продукции по трубе от клапана к клапану. Амплитуда колебаний обычно составляет от 5 до 20 мм, а частота их — от 600 до 1200 в 1 мин.

§ 10. РАЗДЕЛЬНАЯ РАЗРАБОТКА РАЗЛИЧНЫХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СЕТКОЙ СКВАЖИН

Большая часть нефтяных месторождений сложена из нескольких продуктивных пластов. В ряде случаев свойства нефти и геологические условия залегания в них различны, что требует раздельной их разработки. Например, один из пластов содержит высокосернистую нефть большой вязкости, а другой — нефть с нормальными свойствами. При этом бурение своей сетки скважин на каждый пласт может оказаться экономически нерентабельным. В таких условиях возможна раздельная разработка этих пластов по одной и той же сетке скважин. Обычно вначале пласты эксплуатируются одной сеткой скважин с общим фильтром для уточнения их особенностей и условий их разработки. По результатам наблюдений устанавливают целесообразность такой разработки. При этом учитывают экономические факторы. Раздельная эксплуатация скважин связана с прекращением добычи нефти во всех объединенных одной скважиной пластах при ремонтных работах. С учетом этого экономия средств в результате совместной их разработки иногда не компенсирует потери при ремонте. При таком способе снизится коэффициент эксплуатации скважин (отношение фактического времени эксплуатации скважины к календарному).

Для совместной разработки одной сеткой скважин нескольких пластов одновременно предложено множество вариантов схем оборудования скважин. Описывая схему и способ объединения пластов, принято вначале называть способ разработки нижнего пласта. Поэтому возможны такие варианты: фонтан — фонтан, газлифт — фонтан, ЭЦН — фонтан и т. д.

На рис. VIII.25 показана схема оборудования скважины для раздельной разработки двух пластов (штанговым насосом нижнего пласта и фонтанным способом — верхнего) со смешением продукции пластов в колонне насосных труб. Пласты разобщаются пакером 12. Ниже насосных труб 5 устанавливают хвостовик из двух рядов труб 9 и 10 и шаровой клапан 13. Внутренний ряд труб 9 подвешен на конусной опоре 8. Для закрепления в трубах 5 штангового насоса 7 применяют замковую опору 6. Золотниковый клапан 3 служит для прохода

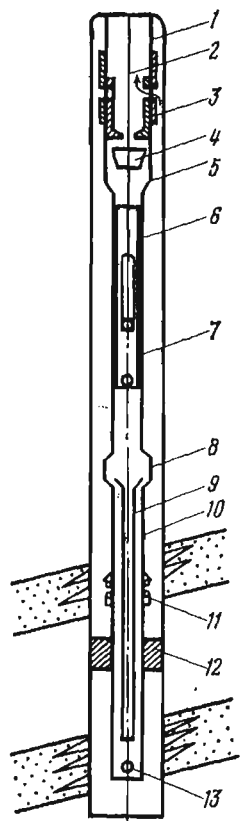
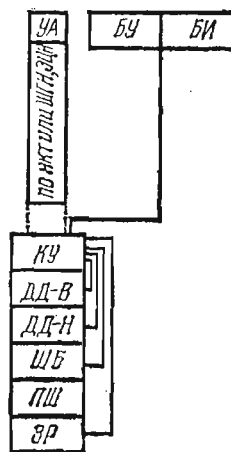


Рис. VIII.25. Схема оборудования (типа ГУНФ) для раздельной разработки двух пластов по схеме насос-фонтан

Рис. VIII.26. Схема управления работой оборудования с помощью контрольно-регулирующего устройства при раздельной эксплуатации двух пластов:

УА, ЗР — расходомеры; БУ, БН — блоки управления и измерения; КУ — блок контроля; ДД-В, ДД-Н — датчики; ШБ, ПШ — штуцерные диски



жидкости верхнего фонтанного пласта в насосные трубы. Он открывается во время спуска насоса с помощью захвата 4, установленного на штангах 2. При подъеме насоса клапан 3 закрывается. Оборудование спускают на 89-мм трубах 1. На устье монтируют фонтанную арматуру с сальниковым уплотнением полированного штока. Дебит фонтанного пласта регулируется штуцером на устье. Вызов притока из обоих пластов производится одновременно до спуска насоса. Промывочная жидкость, нагнетаемая в трубы, минуя башмак трубы 9, через перепускной клапан 11 направляется в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной. После начала фонтанирования верхнего пласта по кольцевому пространству в скважину спускают насос 7. При этом клапан 3 открывается и продукция обоих пластов поднимается по трубам 1.

Следует отметить, что большая часть оборудования, используемого для раздельной разработки двух пластов и более, через одну скважину не позволяет решать важную задачу — регулирование и контроль выработки пластов. Поэтому предло-

жены схемы одновременно раздельной разработки пластов, когда учитывается возможность дистанционного контроля и регулирования процесса эксплуатации скважин. Основным элементом одной из них — забойное контрольно-регулирующее устройство, состоящее из регулятора дебита, датчиков давления, глубинного расходомера. Преимущество оборудования заключается в его универсальности и возможности использования как при фонтанной, газлифтной, так и при механизированной эксплуатации скважин. В этом случае добыча жидкости из различных пластов может осуществляться любым подъемником (УПЭЦН, газлифт, штанговая насосная установка) с производительностью, равной суммарному дебиту пластов. Способ подъема жидкости выбирают по характеристикам пласта и скважины.

На рис. VIII.26 показана одна из возможных принципиальных схем оборудования для раздельной разработки двух пластов с забойным контрольно-регулирующим устройством, которое предусмотрено для определения пластовых и забойных давлений и расхода жидкости. Оно же регулирует отборы жидкости пластов при различных способах их разработки. В испытанных на промыслах конструкциях давление измеряют с помощью дистанционных вибрационно-частотных датчиков, а дебиты — забойных и устьевых расходомеров. Для регулирования дебита пластов с поверхности предусмотрены глубинные штуцерные диски с различными по диаметру калиброванными отверстиями, которые устанавливают в нужное положение с помощью электродвигателя. Блок контроля и регулирования расположен на забое, а блоки управления и измерения — на поверхности. Связь осуществляется по кабелю. Промысловые испытания оборудования показали его работоспособность и возможность дистанционного контроля и управления режимами разработки пластов.

Предложены и более простые устройства, позволяющие регулировать режим разработки пластов. Для этого можно использовать забойные дистанционные штуцера с гидравлическим приводом. Создавая давление в трубах, можно изменить диаметр штуцера, регулирующего дебит одного из пластов по известной программе. На рис. VIII.27 показана компоновка оборудования для эксплуатации по схеме фонтан — газлифт или газлифт — газлифт с использованием дистанционного забойного штуцера 1. Пласты разобщены пакером 2. Продукция их смешивается и поднимается по НКТ 3. При необходимости изменить дебит нижнего пласта в насосно-компрессорных трубах создается с поверхности избыточное давление с помощью какого-либо насосного агрегата. В результате штуцер устанавливают в требующееся положение. Оба пласта начинают разрабатывать одновременно при освоении верхнего путем нагнетания газа в НКТ через пусковые клапаны.

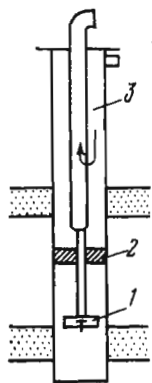


Рис. VIII.27. Схема компоновки оборудования для раздельной разработки двух пластов одной скважины по схеме фонтан — газлифт или газлифт — газлифт с использованием забойного дистанционного штуцера

Дальнейшее направление развития техники контроля и регулирования при раздельной разработке пластов через одну скважину — подготовка регулирующих забойных устройств с использованием беспроводных каналов связи устья скважины с забоем (индуктивные и другие виды связи).

§ 11. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Заданное количество нефти можно добыть из скважины различными способами. Поэтому при проектировании разработки нефтяных месторождений и технологии эксплуатации скважин необходимо найти наиболее рациональный способ. Если скважина фонтанирует, всегда ли ее следует эксплуатировать фонтанным способом? Решение этих вопросов вытекает из определения смысла рационального способа эксплуатации.

Рациональный способ эксплуатации должен обеспечивать заданный отбор нефти при максимальном использовании естественной пластовой энергии и минимально возможной себестоимости нефти. Необходимо также, чтобы выбранный метод соответствовал техническому обустройству месторождения, геолого-физическим условиям залежи и климатическим условиям района. Из этого следует, что фонтанная эксплуатация скважин не всегда целесообразна, если, например, дебит ее при фонтанировании с минимально возможным давлением на устье недостаточен, а геолого-физические условия залежи позволяют отбирать большую норму добычи нефти. В этом случае фонтанную по своим природным условиям скважину эксплуатируют газлифтным способом, с помощью УЭЦН или штанговой насосной установкой. В свою очередь, возникает задача выбора способа механизированной добычи нефти. По величине к.п.д. установки располагаются примерно следующим образом: гидropоршневые установки — 0,4—0,5; штанговые —

0,3; УПЭЦН — 0,17; газлифтный способ — 0,04—0,1. Наименее экономичен, с этой точки зрения газлифтный способ. Тем не менее в ряде случаев именно этому способу отдается предпочтение. Например, в условиях высокодебитных скважин, в продукции которых содержится песок, только при газлифтном способе обеспечиваются длительные межремонтные периоды работы с высокими значениями коэффициентов эксплуатации (отношение фактического времени эксплуатации скважины к календарному времени). Значительно опережает газлифтный способ все другие по многим показателям при использовании в качестве рабочего агента пластовых газов высокого давления. Из сказанного следует, что во время выбора способа эксплуатации учитывают широкий комплекс технологических, геолого-физических и технико-экономических факторов. Обычно задачу решают с установления возможности и целесообразности фонтанной эксплуатации скважин. Если этот способ неприемлем, рассматривают и выбирают целесообразные механизированные способы эксплуатации, начиная с бескомпрессорного газлифта, если есть пласты природного газа высокого давления и т. д. Решающий фактор выбора способа эксплуатации — комплекс технико-экономических показателей: межремонтный период, коэффициент эксплуатации, себестоимость нефти, капитальные затраты и др.

§ 1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Конструкция и оборудование газовых скважин имеют много общего с нефтяными скважинами, которые эксплуатируются фонтанным способом.

На устье предусмотрены ниппеля и вентили, к которым подключают манометры для измерения давления в скважине, а на линии отвода газа — карманы для термометров. Устье обвязывают так, чтобы была возможность предупреждать образование гидратов и коррозию, а также продувать ее и глушить во время ремонтных работ.

Забой газовых скважин, так же как и нефтяных, конструируют в основном исходя из геолого-механических свойств продуктивного пласта. Фильтры, вскрывающие неустойчивые породы, применяют нечасто по причине сложности их установки и ненадежной работы. Во избежание разрушения пласта-коллектора снижают депрессию на пласт.

После определения диаметра фонтанных труб устанавливают размеры эксплуатационной колонны (диаметр и длину), а затем и всей скважины. Внутренний диаметр скважины принимают на 20 мм больше внешнего диаметра муфт или высаженных концов фонтанных труб.

Диаметр фонтанных труб определяют с учетом: 1) обеспечения очистки забоя от воды, конденсата и частиц породы; 2) снижения потерь давления.

При теоретическом подходе к решению этой задачи используют приближенные зависимости

$$v = 1,2 v_{кр},$$

где

$$v_{кр} = \sqrt{\frac{2gd(\rho_n - \rho_r)}{3\varphi\rho_r}}.$$

Здесь v — фактическая скорость восходящего потока газа, измеренная в забойных условиях, м/с; $v_{кр}$ — критическая скорость, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с; d — диаметр частиц; φ — коэффициент, учитывающий форму частиц породы ($\varphi = 0,3 \div 0,75$); ρ_n и ρ_r — плотность соответственно частиц породы и газа в забойных условиях, кг/м³.

Процесс выноса с забоя частиц воды, конденсата и грязи весьма сложен. Он зависит от многих трудно определяемых переменных. В связи с этим при расчетах необходимого диаметра фонтанных труб исходят из практических соображений и опыта. Расход газа Q (в м³/с) находят по формуле

$$Q = 0,35D^{2,5} \sqrt{\frac{p_z}{MT_c z^2}}, \quad (IX.1)$$

где D — внутренний диаметр фонтанных труб, см; p_z — давление на забое скважины, МПа; M — средняя молекулярная масса газа; T_c — температура газа на забое, °С; z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Поскольку расход Q задан с учетом режима эксплуатации скважин, по формуле (IX.1) можно найти диаметр фонтанных труб. Часто для этого задаются минимальной допустимой скоростью потока газа на забое по вертикали. Она составляет 3—5 м/с. Так как потери на трение и вес столба газа существенно зависят от глубины скважины и давления в ней, при расчетах по формуле (IX.1) следует проверять разность давлений на забое и устье.

В табл. IX.1 приведены данные внутреннего диаметра фонтанных труб газовых скважин, применяемые на практике.

Конструкция скважины в зависимости от состава газа, условий эксплуатации, значения ее как источника энергии может быть одноколонной, состоящей из кондуктора и фонтанных труб, или сложной.

Высокопроизводительные скважины, пробуренные на глубокие пласты, содержащие газ с коррозионными компонентами (H₂S, CO₂, меркаптаны), а также скважины, эксплуатирующие одновременно и раздельно два продуктивных объекта, для сохранения эксплуатационной колонны и колонны фонтанных труб оборудуют пакером, перекрывающим затрубное пространство в нижней части ствола или между двумя объектами.

Таблица IX.1

Ориентировочные значения внутреннего диаметра фонтанных труб (мм)

Q, м ³ /с	Глубина, м					
	400	600	800	1000	1500	2000
0,5	63	63	63	50	50	50
1,0	63	63	63	63	50	50
2,0	76	76	76	63	50	50
5,0	89	89	76	76	63	63
10,0	127	100	89	89	76	76
15,0	—	127	100	100	89	89
20,0	—	—	127	127	100	100

Технология эксплуатации газовых скважин предусматривает использование глубинных клапанов — приспособлений, с помощью которых устанавливается или прекращается связь между затрубным пространством и фонтанными трубами, предназначенными для обеспечения пуска скважин и последующей их эксплуатации.

В промышленной практике применяют глубинные клапаны следующих конструкций.

1. Клапаны механического действия. Для его открытия в скважину спускают на канате приспособление, которое во время пуска скважины удерживает клапан открытым до выхода жидкости из труб. По мере ее удаления приспособление опускается до следующих клапанов и поддерживает их открытыми до пуска скважины.

Затем приспособление извлекают на поверхность, после чего скважина эксплуатируется на заданном режиме.

2. Клапаны гидравлического действия, основанные на принципе перепада между давлениями в затрубном пространстве и в фонтанных трубах.

На рис. IX.1 показана схема циркуляционного клапана, который устанавливают непосредственно над пакером. Для срабатывания его в трубы бросают шарик, который, дойдя до расположенного ниже клапана сужения, «запирает» фонтанные трубы. После выполнения операции шарик может быть продавлен на забой или вымыт на поверхность прямым потоком.

На рис. IX.2 показан ингибиторный клапан, который перепускает закачиваемые в затрубное пространство вещества в фонтанные трубы. Нормально он закрыт и срабатывает в результате накопления жидкости в затрубном пространстве.

Клапаны-отсекатели также разнообразны по конструкции. Наиболее простая показана на рис. IX.3.

При увеличении потока газа сверх расчетного значения скользящая муфта 1 сжимает пружину 2 и освобождает висящую заслонку 3, которая и закрывает скважину. После устранения причины чрезмерного расхода газа клапан-отсекатель возвращается в исходное состояние. Их иногда устанавливают и в верхней части скважины, непосредственно под устьем.

Мы рассмотрели типичные случаи оборудования скважин. На практике встречаются и другие варианты. В частности, при желании сохранить фонтанные трубы от разъедания блуждающими токами иногда применяют катодную защиту, устанавливая в муфтах цинковые протекторные кольца.

Обводняющиеся малодобитные скважины оборудуют приспособлениями для ввода ПАВ и насадками для улучшения вспенивания воды. В относительно неглубоких скважинах используют специально приспособленный для выноса воды плунжерный лифт, аппараты для строгого контроля потока газа или периодического изменения режима эксплуатации скважины.

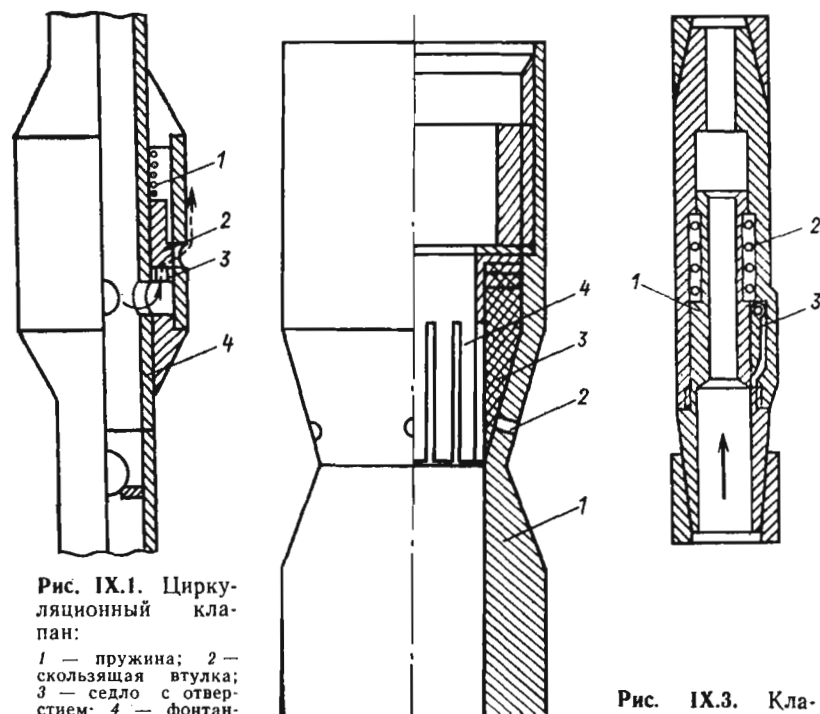


Рис. IX.1. Циркуляционный клапан:

1 — пружина; 2 — скользящая втулка; 3 — седло с отверстием; 4 — фонтанная труба

Рис. IX.2. Ингибиторный клапан

1 — корпус; 2 — перепускное отверстие; 3 — резиновая манжета; 4 — цанговая пружина

Рис. IX.3. Клапан-отсекатель

§ 2. РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Выбор оптимального режима эксплуатации газовых скважин — одна из актуальных проблем добычи газа. В себестоимости газа затраты на обустройство скважины составляют около половины всех расходов. Следовательно, увеличение отбора газа из скважин может заметно повысить технико-экономические показатели отрасли в целом. Однако при этом необходимо учитывать ограничения геологического, технологического, технического и экономического характеров.

Геологические причины:

1) разрушение недостаточно устойчивых горных пород (пески и слабосцементированные песчаники) при значительных расходах газа; частицы породы, двигаясь со скоростью 5—10 м/с, в основном не влияют на оборудование, однако засоряют систему сбора и подготовки газа, что способствует уменьшению толщины стенок труб и сосудов;

2) разрушение стенок труб и сосудов вследствие того, что в местах сужений и поворотов струи газа при содержании

пробок в трубе и плохо закрытых задвижках скорость газа достигает значений скорости звука;

3) обвалы призабойной части пласта вследствие удаления части породы.

Процесс разрушения породы в районе скважины сложен и изучен недостаточно глубоко, чтобы можно было иметь четкие рекомендации относительно допустимых отборов газа в конкретных условиях. По реальным скважинам момент начала разрушения пласта находят опытным путем при исследовании скважин с помощью породоуловителя.

Параметры допустимого режима раньше прогнозировали на основе положения, что частицы породы выносятся из пласта под влиянием вязкостной составляющей потока газа. В этом случае эксплуатировать скважину во время разработки залежи следует при условии постоянства скорости фильтрации газа на забое или согласно формуле

$$Q/p_3 \leq C, \quad (IX.2)$$

где C — коэффициент, включающий все постоянные и неизвестные величины.

Позже стали считать, что в случае больших расходов газа на частицу породы в основном воздействуют инерционные силы фильтрационного потока. Тогда для совершенных скважин

$$Q^2/p_3 \leq C_1 \quad (IX.3)$$

или в более строгой и общей форме

$$\frac{dp}{dr} = \text{grad} p = \frac{A_0 Q}{p_3} + \frac{B_0 Q^2}{p_3} \leq C, \quad (IX.4)$$

где

$$A_0 = \frac{a}{2r_c \ln \frac{R_k}{r_c}}; \quad B_0 = \frac{b}{2r_c^2 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)}.$$

Также считают, что разрушение пласта в призабойной зоне связано не столько с характером потока газа, сколько со снижением давления в призабойной зоне действующей скважины и с изменением напряженного состояния окружающих горных пород.

В последнем случае условие эксплуатации скважин, в продукции которых содержится песок, приближенно можно выразить зависимостью

$$p_k - p_3 = \Delta p \leq C = \text{const}.$$

Обводнение скважин подошвенной водой (конусообразование). В этом случае продуктивность скважин ухудшается, осложняется работа оборудования, часто ухудшается проводимость коллектора.

Теория конусообразования разработана достаточно детально. Существует ряд методик, позволяющих определить предельный расход газа без прорыва в скважину подошвенной воды. Наиболее проста методика, разработанная Б. Б. Лапуком, Б. Е. Сомовым и А. Л. Брудно.

По этой методике предельный расход газа

$$q_n = \frac{2\pi k h^2 p_b p_k}{\mu_r p_{ст}} q^*. \quad (IX.5)$$

Здесь q^* — безразмерный предельный расход газа:

$$q^* = q^*(\bar{p}, \bar{h}), \quad \text{где} \\ \bar{p} = \frac{R_k}{h \sqrt{\frac{k_r}{k_b}}}; \quad \bar{h} = b/h,$$

где R_k — радиус контура питания; b — толщина вскрытой части пласта. Функцию $\bar{p}$ можно определить по рис. IX.4, $\bar{h}$ — относительное вскрытие.

Поскольку в формуле (IX.5) p_k со временем понижается, предельный расход газа также должен уменьшаться. И условие эксплуатации скважины выражается зависимостью

$$q(t) = q_{np}/p_k,$$

где q_{np} — начальный предельный расход. Если же залежь обводняется, то со временем значения $\bar{h}$ и R_k становятся незначительными. Следовательно, q^* и q_n также изменяются, причем сложным образом. Так как сложно оценить соотношение горизонтальной k_r и вертикальной k_b проницаемостей пласта, ошибки в оценке q_n могут быть большими. На практике следует сопоставлять величины, полученные опытным путем, с расчетными.

Большое влияние на интенсивность эксплуатации скважин оказывает неравномерное продвижение краевых вод.

Формулы для расчета изменения границы раздела газ—вода сложны и плохо подтверждаются практикой. Дело в том, что информация о пласте бывает обычно совершенно недостаточной для оценки условий эксплуатации отдельных скважин. В связи с этим параметры режима газовых скважин в процессе разработки корректируются на основе данных гидрогеологических и гидрохимических наблюдений. Отбор газа из некоторых скважин, дренирующих пропластки и участки, где наблюдается нежелательное продвижение краевых вод, уменьшается, в других — увеличивается.

Технологические причины

1. Образование гидратов в скважине и в шлейфах. В этом случае выбирают соответствующий режим эксплуатации.

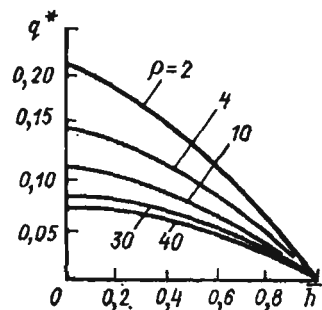
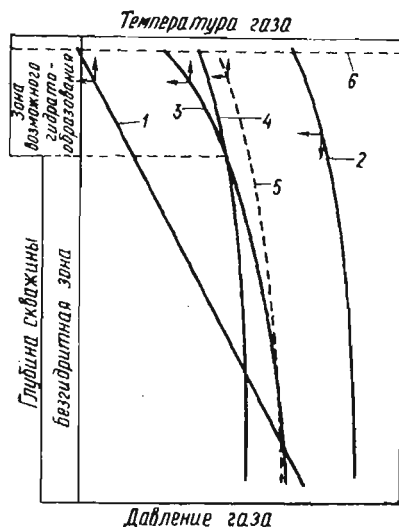


Рис. IX.4. График зависимости q^* от p и h

Рис. IX.5. График определения зоны возможного гидратообразования в скважине.

Температура: 1 — грунта; 3 — газа при его расходе q ; 4 — равновесная температура образования гидратов при расходе q ; 5 — газа в скважине при его расходе $q_1 > q$ (безгидратный режим); 2 — давление газа в скважине при его расходе q ; 6 — глубина нейтрального слоя



Температура горных пород увеличивается с глубиной примерно линейно. В зоне вечной мерзлоты она практически постоянная и составляет от -3 до -5 °C.

Газ, поднимаясь на поверхность, остывает. Его температуру можно рассчитать или измерить. Так как изменение температуры в скважине мало влияет на давление в ней, равновесную температуру гидратообразования можно определить и в стволе скважины, и в шлейфе как функцию давления (по средней температуре). Если эта температура ниже существующей, гидраты не образуются, если она выше — образуются. В последнем случае, чтобы устранить зону гидратообразований, увеличивают расход газа, но до определенного предела (при высоких расходах получают большие потери давления, в результате температура газа начинает снова снижаться за счет эффекта Джоуля—Томсона). На рис. IX.5 показан график определения зоны возможного гидратообразования (см. табл. гл. II). Условие отбора газа в этом случае: $q = \text{const}$.

2. Необходимость выноса с забоя скважины конденсата тяжелых углеводородов или воды. Условие эксплуатации в этом случае (приближенное):

$$q/p_3 = \text{const}.$$

Технические причины: пропускная способность системы, допустимые нагрузки на оборудование, вибрация элементов системы, ее растепление, возможность смятия колонны,

раскрытие верхних вод и многое другое. Решают эти вопросы с учетом конкретных условий эксплуатации скважины.

Экономические причины. Как правило, они возникают тогда, когда других ограничений не существует. Например, при исправных скважинах, газовом режиме залежи, устойчивых коллекторах, правильно рассчитанном оборудовании. В этом случае режим скважины должен обеспечить минимум приведенных затрат по системе в целом за весь период разработки.

Если из скважин отбирать чрезмерно большие количества газа, то давление на устье будет низким. Придется рано ввести ДСК, иметь очень большую ее мощность, применять аппараты и трубы завышенного диаметра, что приведет к удорожанию себестоимости газа. В данном случае экономическое обоснование режима эксплуатации скважин совпадает с обоснованием оптимального варианта разработки залежи.

Призабойная зона скважин (ПЗС)—наиболее уязвимое место системы пласт—скважина. Поэтому от ее проводимости в значительной мере зависит дебит скважин. Эта зона подвергается интенсивному воздействию буровым и цементным растворами, которые в ряде случаев значительно ухудшают фильтрационные свойства пород. Дебиты скважин со временем могут падать в связи с отложением в поровых каналах призабойной зоны парафина, смолистых веществ и минеральных солей. В зависимости от причин низких фильтрационных свойств пород этой зоны предложены различные методы воздействия на них с целью повышения дебитов скважин.

Сущность большинства этих методов одинакова как для нефтяных, так и газовых залежей. Различия могут быть лишь в некоторых деталях технологии осуществления процессов воздействия, вытекающих из специфики строения и свойств пластов газовых и газоконденсатных месторождений и различия условий в скважинах нефтяных и газовых залежей. В основе всех методов воздействия на призабойную зону скважин лежит принцип искусственного увеличения проводимости пород, осуществляемый химическими, механическими или тепловыми средствами.

К химическим методам относятся различные виды кислотных обработок. Механическое воздействие осуществляется для формирования в породах трещин и каналов высокой проницаемости путем гидравлического разрыва пластов и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов. Тепловые обработки применяют для удаления из поровых каналов отложений парафина и смол.

§ 1. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

Для обработки скважин применяют соляную HCl , серную H_2SO_4 и фтористоводородную HF и др. Основная задача кислотной обработки — образование глубоко проникающих в пласт каналов разъедания, соединяющих забой скважин с насыщенными нефтью и газом участками пласта.

Солянокислотное воздействие на призабойную зону пласта используют при содержании в породе карбонатов кальция, магния и других минералов, активно реагирующих с кислотой. Иногда в процессе кислотного воздействия очищается поверхность забоя от глинистой корки (кислотные ванны) или в призабойной зоне образуются камеры-полости для накопления нефти. 1 кг чистого HCl растворяет 0,73 кг известняка (CaCO_3).

Для борьбы с коррозией и во избежание образования в поровых каналах высококонцентрированных продуктов реакции (CaCl_2 в смеси с CO_2) повышенной вязкости применяют соляную кислоту концентрацией, равной 10—15 %. Поэтому для растворения значительных по объему полостей необходимо использовать десятки кубометров кислоты. Во время обычных кислотных обработок нагнетается на каждый 1 м толщины обрабатываемого пласта от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты в зависимости от проницаемости пород, строения пласта и очередности обработок. При повторном процессе объем закачиваемой кислоты увеличивается. В малопроницаемые пласты с низким давлением нагнетают меньшие объемы кислоты с концентрацией HCl 8—10 %, чтобы облегчить удаление продуктов реакции из пор.

Соляная кислота даже незначительной концентрации агрессивна по отношению к металлу. Для борьбы с коррозией в нее добавляют ингибиторы (до 1 %), защищающие металл от воздействия кислоты (уникол, формалин, реагент И-1-А, ПБ-5, катапин А и др.). При концентрации до 0,1 % по объему катапин А способен снижать коррозионную активность кислоты в несколько десятков раз. Для удаления вредных примесей, ухудшающих результаты обработок (хлорное железо, серная кислота), в кислоту добавляют 2—3 % стабилизаторов (хлористый барий, уксусная кислота), которые переводят эти вещества в растворимые соли. Иначе серная кислота, реагируя с известняком, образует нерастворимый в воде гипс $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$, забивающий поры, а соли железа в результате гидролиза дают гидраты окиси железа ($\text{Fe}(\text{OH})_3$), выпадающие в виде объемистого осадка.

Для борьбы с образованием осадков геля из соединений кремния при взаимодействии HCl с глинами в соляную вводят 1—2 %-ной фтористоводородной (плавиковой) кислоты. Удаление из пор пласта продуктов реакции в значительной степени облегчается после введения интенсификаторов, в качестве которых используют различные поверхностно-активные вещества, снижающие капиллярные силы и способствующие улучшению фильтрационных свойств пород (ОП-10, 44-11 и др.).

Кислоту хранят на базах в специальных резервуарах с защитной пленкой. Перевозят ее в кислотовозах с гуммированными автоцистернами.

В зависимости от назначения технология кислотных обработок может быть различной. Если необходимо очистить поверхность открытого (не закрепленного обсадными трубами) забоя от глинистой корки, цемента и буровой грязи, применяют кислотную ванну. Для этого ствол скважины в зоне пласта от подошвы до кровли заполняется кислотой повышенной концентрации (15—20 %), которую закачивают по НКТ. Продавочной жидкостью обычно служит нефть или водные растворы ПАВ (для нагнетательных скважин). Кислоту выдерживают (обычно сутки) для осуществления реакции, а затем скважину пускают в работу. В большинстве же случаев кислотный раствор задавливается в пласт насосами. Для борьбы с проникновением кислоты в пласт по хорошо проницаемым пропласткам используют различные приемы. При значительной толщине пласта проводят поинтервальные обработки путем отделения обрабатываемого участка от других зон пласта пакерами. Чтобы снизить поглотительную способность высокопроницаемых пластов, в них предварительно нагнетают водонефтяную эмульсию с повышенной вязкостью. В результате во время последующей обработки кислота проникает в малопроницаемые пропластки (кислотные обработки под давлением).

В газовых карбонатных пластах поверхность породы непосредственно контактирует с нагнетаемой кислотой, что увеличивает скорость ее нейтрализации. Поэтому для увеличения глубины ее проникновения в пласт вначале перед кислотой нагнетают углеводородную жидкость или же кислоту в виде керосинокислотных и конденсатокислотных эмульсий, время реагирования которых с карбонатами значительно больше, чем у чистых растворов кислот. Кислотную обработку газовых скважин можно проводить как с глушением газового фонтана жидкостью, так и без глушения.

В нефтяных пластах глубину проникновения активных кислот также увеличивают, применяя нефтекислотные эмульсии и кислотные пены (аэрированные кислотные системы с добавками пенообразователей ПАВ). Иногда для этой цели используют менее активные кислоты (уксусная, муравьиная и др.), которые реагируют с карбонатами медленно и поэтому проникают в более удаленные зоны даже в условиях горячих пластов.

В ряде случаев некоторые плотные карбонатные породы (например, доломиты) плохо растворяются в холодной соляной кислоте. Для ускорения скорости реакции применяют термокислотные обработки пласта, в процессе которых в пласт задавливается горячая (80—90 °С) соляная кислота. Разогревается она обычно на забое в результате экзотермической реакции взаимодействия стержней магния, помещенных в реакционный наконечник у забоя, с частью кислоты, прокачиваемой по НКТ и через наконечник. Скорость ее нагнетания подбирают опытным путем так, чтобы при концентрации 15—16 %

после прохождения наконечника на реагирование с магнием израсходовалось 3—4 % HCl и при этом кислота нагрелась до 80—90 °С. При растворении 1 кг магния в кислоте выделяется около 19 МДж тепла. На одну термохимическую обработку расходуется несколько десятков килограмм магния.

Терригенные коллекторы, содержащие небольшое количество карбонатов (3—5 %), обрабатываются смесью соляной и плавиковой кислот (8—10 % HCl и 3—5 % HF), которую принято называть глинокислотой. При этом происходит растворение карбонатного цемента и глинистых веществ, заполняющих поры призабойной зоны пласта.

Результативность кислотных обработок определяется по изменению коэффициента продуктивности скважины или же по дебиту (при тех же забойных давлениях, что и до обработки).

§ 2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТОВ

Сущность гидравлического разрыва заключается в образовании высокопроницаемых трещин большой протяженности под воздействием давления нагнетаемой в скважину плохо фильтрующейся жидкости. Этот процесс состоит из следующих последовательных этапов: 1) закачки в пласт жидкости разрыва для образования трещин, заполняемых крупнозернистым песком; 2) нагнетания жидкости-песконосителя; 3) закачки жидкости для продавливания песка в скважину. Момент разрыва пласта отмечается резким увеличением расхода жидкости разрыва.

В качестве жидкостей разрыва и песконосителей используют: для нефтяных скважин — высоковязкие нефти, эмульсии, загущенные мылами углеводородные жидкости, для нагнетательных — растворы сульфит-спиртовой барды (ССБ) или воду, загущенную полимерами.

Если пласты газоносны, во избежание проникновения жидкостей разрыва вглубь, рекомендуется перед началом работ в скважину закачивать меловые растворы, растворы хлористого кальция или рассолы. При пластовом давлении ниже гидростатического используют водоконденсатные эмульсии, водные растворы ПАВ с добавками мела, карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) и другие понизители фильтрационных свойств среды. Водорастворимые препараты КМЦ применяют также для загущения водных растворов — продавочных жидкостей и жидкостей-песконосителей. Меловые добавки после гидроразрыва удаляются из пор последующей кислотной обработкой.

При разрыве карбонатных пластов в качестве жидкости разрыва используют кислотные эмульсии углеводородных жидкостей. Для этого заготавливают 20—50 м³ жидкости разрыва. С помощью насосных агрегатов высокого давления 4АН-700 нагнетают ее в скважину по насосно-компрессорным трубам. Обсадную колонну от воздействия высокого давления

защищают пакером, устанавливаемым выше кровли пласта. Чтобы достичь необходимых темпов нагнетания (не менее 2 м³/мин), одновременно используют несколько агрегатов. Песок смешивается с жидкостью-песконосителем в специальном агрегате. Пескоудерживающая способность эмульсий и загущенных жидкостей достигает 1,2 кг/л. В трещины вводятся 5—6 м³ крупнозернистого кварцевого песка, а при усиленных гидроразрывах — до 500 т песка.

В зависимости от свойств пласта различают следующие технологии разрыва — однократный, многократный, поинтервальный. При многократном разрыве трещины образуются последовательно в нескольких местах продуктивных пластов, которые разобщаются (блокируются) в процессе разрыва пакерами или специальными отсекающими. Ожидаемое устьевое давление p_y , необходимое для разрыва пласта, можно приближенно оценить по формуле

$$p_y = 0,8p_r + p_{тр} - p_{пл},$$

где p_r и $p_{пл}$ — давление соответственно горное и пластовое; $p_{тр}$ — потери давления на трение в трубах:

$$p_{тр} = \lambda \frac{v^2 H}{2gd}.$$

Здесь λ — коэффициент сопротивлений ($\lambda = 0,016 \div 0,02$); v — скорость движения жидкости в трубах; H — глубина залегания пласта; g — ускорение свободного падения; d — диаметр труб.

Разрыв пласта при давлениях на забое ниже горного ($0,8 p_r$) объясняется частичной разгрузкой пород и снижением напряжения по вертикали вследствие пластической деформации некоторых глинистых вышележащих пород в процессе их вскрытия во время бурения скважины (см. § 4 гл. I).

Гидравлический разрыв пласта — эффективное средство повышения дебитов скважин, но этот процесс трудоемок и требует затрат значительных средств и материалов. Целесообразность его осуществления (как, впрочем, и других средств и методов воздействия на пласт) определяют с учетом ожидаемых экономических показателей.

§ 3. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

В ряде случаев в связи с загрязнением призабойной части пористой среды метод перфорации с помощью пулевых и кумулятивных зарядов недостаточно эффективен. Со снижением пластового давления возможны необратимые механические изменения в строении пород в результате ухудшения их фильтрационных свойств под влиянием возрастающего эффективного вертикального напряжения [см. формулу (1.6) гл. I, § 2]. Эти изменения наиболее интенсивны в зоне повышенных касательных напряжений, действующих вокруг ствола на расстояниях

до 2—3 радиусов скважины от ее центра и возрастающих в соответствии с ростом эффективного горного давления. Касательные напряжения особенно велики на стенке скважины и вблизи ее. Они могут достигать двойного значения горного давления.

Зону уплотненных пород можно преодолеть, создавая пескоструйным аппаратом каналы, глубина которых достигает 50 см при диаметре 20—50 мм. Поверхность каналов в десятки раз превышает площадь фильтрации каналов, создаваемых кумулятивными снарядами. Пескоструйные агрегаты позволяют создавать как точечные (глубиной 150—200 мм), так и щелевые каналы (глубиной до 500 мм) и надрезать пласт по вертикали, обеспечивая разгрузку пород от воздействия касательных напряжений в скважинах с открытым забоем и перекрытым обсадными трубами.

Перфорация осуществляется гидропескоструйным перфоратором, спускаемым в скважину на трубах (НКТ). Перфоратор со сменными насадками с диаметром отверстий 3, 4, 5 и 6 мм создает направленную высоконапорную струю песчано-жидкостной смеси, которая прорезает обсадные трубы и породу в течение 15—20 мин (при точечном воздействии). Наземное оборудование состоит из устройства для приготовления смеси и насосов, нагнетающих ее в скважину под высоким давлением. В качестве рабочей жидкости в зависимости от назначения работ применяют дегазированную нефть, растворы соляной кислоты и ПАВ, воду и т. д., в качестве абразива — песок с диаметром частиц от 0,2 до 2 мм. Для успешной работы агрегата перепад давления в насадках должен быть не менее 10—12 МПа (в насадках с диаметром отверстий 6 мм), а в твердых породах — 25—30 МПа. Во избежание оседания песка в кольцевом пространстве скорость поднимающейся рабочей смеси должна быть не менее 0,5 м/с.

Кроме перфорации гидропескоструйный метод используют для вырезки старых обсадных колонн, расширения забоев (закрепленных обсадными трубами), для установки водонепроницаемых экранов и т. д. Все эти операции осуществляют путем соответствующих перемещений перфоратора в скважине. Для перфорации нескольких пластов применяют блоки перфораторов, которые включаются последовательно снизу вверх без подъема труб и прекращения подачи песчано-жидкостной смеси. Чтобы надрезать пласт по кругу (например, при инициировании горизонтальных трещин в процессе ГРП), используют специальные глубинные вращатели, которые приводят в движение перфоратор. Предложены также специальные глубинные гидравлические двигатели, позволяющие надрезать вертикальные щели.

Для увеличения глубины образующегося канала используют гидропескоструйные перфораторы специальных конструкций — шланговые и зондовые гидромониторные. В процессе их

работы насадка движется в глубь пласта по каналу. Сопротивление во время движения рабочей смеси по НКТ можно снизить за счет проявления эффекта Томса добавлением в нее полимеров (0,15 %). Механизм проявления этого эффекта связан с воздействием длинных и гибких молекул полимеров на пульсирующий поток, изменяющий характер и интенсивность турбулентного течения. Считается также, что, адсорбируясь на поверхности труб, полимерные добавки сглаживают их шероховатость.

§ 4. ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Теплофизические методы воздействия на призабойную зону (циклический и стационарный электропрогрев, термоакустические и электромагнитные обработки, циклическое паротепловое воздействие) применяют для улучшения фильтрационных свойств пород. Их назначение — удаление парафина, смол и солей; периодический прогрев пород пласта вокруг скважины для сохранения фильтрационных свойств пород; ликвидация последствий проникновения в пласт фильтрата бурового раствора. Размер зоны с ухудшенной проницаемостью пород и причину снижения фильтрационных свойств устанавливают по результатам термогидродинамических исследований состояния и свойств призабойной части пласта, а также по данным пробных обработок забоев контрольных скважин.

Стационарный электропрогрев¹ осуществляется в процессе разработки месторождений, содержащих нефть вязкостью более 50 мПа·с с помощью электрических нагревателей, спускаемых в призабойную зону скважины на кабеле. Электронагреватель устанавливают под глубинным насосом, а кабель крепят к насосно-компрессорным трубам.

Циклический электропрогрев. В этом случае призабойная зона прогревается периодически. До охлаждения пород потоком нефти проводимость их в прогретой зоне значительно возрастает. Затем следует повторный цикл прогрева пород и т. д. Продолжительность и периодичность обработок определяют с учетом задаваемого радиуса, свойств пластовой системы, мощности электронагревателя, температуры в скважине, которая на забое поддерживается терморегуляторами, расположенными в корпусе электронагревателя. По расчетным данным при температуре в скважине 140 °С, мощности электронагревателя 25 кВт и начальной температуре пласта 40 °С для прогрева песчаника на глубину 0,45—0,5 м до 60 °С требуется 4—5 сут [6]. В этом случае эффект от термообработки может продолжаться несколько месяцев.

¹ Теория и практика метода электропрогрева разработана в ИГиРГИ АН СССР под руководством А. Б. Шейнмана и Э. М. Симкина.

Термоакустическая обработка. Для сокращения времени, необходимого на прогрев пласта до заданной температуры, и увеличения эффективности воздействия тепловую обработку совмещают с акустической¹. Волновое поле, создаваемое акустическим излучателем, способствует увеличению температуропроводности пласта, глубины обработки, выносу из пористой среды частиц парафина, бурового раствора и его фильтрата, твердых отложений солей. Глубина зоны воздействия при этом достигает 8 м. Применяемая аппаратура состоит из ультразвукового генератора и секционного термоакустического излучателя, который спускают в скважину на колонне НКТ или кабеле.

Циклическое паротепловое воздействие — периодическое нагнетание в пласт по насосно-компрессорным трубам сухого пара (до 3000 т). Этот способ используют при глубине скважины до 1000 м и вязкости нефти более 50 мПа·с. Пласт удается прогреть на расстояние до 30 м. После возобновления эксплуатации повышенная температура в пласте сохраняется в течение 2—3 мес за счет накопленных запасов тепла во время нагнетания пара.

§ 5. ИМПУЛЬСНО-УДАРНОЕ И ВИБРАЦИОННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Проводимость пласта в призабойной зоне можно повысить путем воздействия на породы мощными ударными волнами, генерируемыми во время взрыва на забое глубинных бомб и зарядов взрывчатых веществ (ВВ) специального назначения. Образующаяся при этом сеть трещин в твердых породах наряду с сопутствующими взрыву тепловыми эффектами и физико-химическими изменениями свойств нефти под влиянием продуктов взрыва, проникающих в поры пласта, создают условия, способствующие улучшению притока нефти и газа в скважины. Один из вариантов импульсно-ударного воздействия на пласт — разрыв его пороховыми газами, осуществляемый специальными снарядами АДС и генераторами давления ПГД-БК, предложенными советскими инженерами.

Элементы снаряда АДС, соединенные в виде гирлянды, приводятся в действие с помощью спиралей накаливания, вмонтированных в тело элементов-шашек. Время сгорания заряда составляет около 200 с. При этом давление на забое возрастает до 100 МПа. Кроме того, выделяется значительное количество тепла. Температура у стенки скважины достигает 180—250 °С. Чтобы увеличить интенсивность ударного импульса, необходимого для разрыва пласта, применяют заряды с меньшим временем сгорания.

¹ Теория и практика метода акустической обработки разработана во ВНИИ и ВНИИЯГе под руководством О. Л. Кузнецова и Э. М. Симкина.

Продукты сгорания, содержащие двуокись углерода, соляную кислоту, воду, хлор, окислы азота, проникая в пласт под давлением пороховых газов, снижают вязкость нефти, растворяют карбонатные составляющие породы, разрушают адсорбционные слои на границах раздела. Все это в совокупности оказывает комплексное термогазохимическое и импульсное воздействие на пласт, способствующее увеличению дебитов скважин.

Заряды генераторов давления типа ПГД-БК состоят из нескольких шашек с массой до 10 кг каждая. Во время взрыва в связи с небольшим временем сгорания заряда давление на забое может возрасти вследствие проявления инерции жидкости в скважине до 250 МПа даже в том случае, если пласты не разоблены пакером. Под влиянием импульса давления столб жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой, создавая на призабойную зону пласта переменные нагрузки, способствующие образованию и раскрытию трещин и выносу в скважину загрязняющих поры частиц. Перенос взвешенного вещества в трещинах под влиянием волновых процессов и некоторый сдвиг образовавшихся блоков относительно друг друга в результате воздействия импульса давления предотвращают полное смыкание трещин после снижения давления.

Мощное воздействие на пласт может быть осуществлено при внутрискважинных взрывах жидких ВВ, предварительно введенных в пласт.

Интенсивные колебательные процессы в призабойной зоне могут происходить вследствие электрогидравлического эффекта, сущность которого заключается в том, что на паре электродов, находящихся в жидкости, создается высокое электрическое напряжение, в результате происходит «пробой» жидкой среды. Образовавшийся газовый пузырь под влиянием гидростатического давления жидкости исчезает (захлопывается) с эффектом гидравлического удара и переменной нагрузки на пласт. Далее следует новый «пробой» с образованием новой волны колебательных процессов. В результате электрогидравлического эффекта на пласт оказывает воздействие комплекс ударных, тепловых, электромагнитных и других видов излучений. По опытным данным, в связи с образованием трещин и очисткой пор пласта от воды и взвешенных частиц продуктивность скважин после электрогидравлического воздействия может возрасти до двух раз.

Простейший метод импульсно-ударного воздействия на пласт — метод имплозии. Сущность его заключается в том, что на забой скважины на трубах спускают устройство с камерой низкого давления. На забое вход в камеру внезапно открывается, и в нее под влиянием гидростатического давления устремляется скважинная жидкость. Давление на забое при этом вначале быстро снижается, а затем вновь возрастает, создавая

ударный импульс. Разработаны устройства, позволяющие многократно осуществлять процесс имплозии без подъема оборудования на поверхность.

Непрерывные колебательные процессы можно генерировать в призабойной зоне пласта и с помощью гидравлических вибраторов, спускаемых на трубах и приводимых в действие прокачкой через них рабочей жидкости (нефти)¹. В гидравлических вибраторах типа ГВЗ импульсы давления на забое возникают вследствие того, что турбина, вращающаяся под влиянием потока жидкости, попеременно перекрывает и открывает выход ее из корпуса вибратора. В зависимости от расхода жидкости и параметров вибратора импульсы давления на забое могут достигать нескольких мегапаскалей. Вибратор генерирует волновые процессы, сопровождающиеся «дыханием» трещин, выносом в скважину загрязняющих частиц и воды из пор пласта, снижением вязкости пластовой нефти.

Методы воздействия на призабойную зону скважин постоянно совершенствуются, развиваются новые их виды. Некоторые перспективные методы связаны с использованием кислых, щелочных и других отходов различных химических производств, новых составов поверхностно-активных веществ и т. д.

§ 6. РЕМОНТ СКВАЖИН

Подземный ремонт скважин в зависимости от работ разделяют на текущий и капитальный.

Рассмотренные работы по воздействию на призабойную зону пласта относятся к группе капитальных ремонтов скважин. К этому виду работ причисляют также изоляцию пластовых вод, ликвидацию негерметичности обсадных труб, возврат на другие горизонты, разбуривание плотных соляных и песчаных пробок, ликвидацию аварий с падением в скважину труб и штанг и некоторые другие сложные работы.

К текущим ремонтам относят менее сложные виды работ, связанные с заменой изношенного оборудования скважин или проверкой его состояния, с поддержанием нормальных условий эксплуатации скважин и оборудования (очистка труб от парафина и солей, изменение глубины подвески насоса и параметров насосной установки в соответствии с текущими пластовыми условиями притока жидкостей и газов, очистка от конденсата и воды ствола и призабойной зоны газовых скважин). Наряду с заменой подземного оборудования часто встречающимся видом текущих ремонтов являются работы по ликвидации обрыва штанг, заклинивания плунжеров насоса, обрыва кабеля.

¹ Теория и практика метода разработана в МИНГ им. И. М. Губкина под руководством докт. техн. наук С. М. Гадиева.

Все работы по ремонту скважин выполняют бригады по капитальному и текущему ремонту скважин. Капитальный ремонт проводят крупные специализированные организации производственных объединений (или НГДУ). Оперативность персонала промыслов и бригад по капитальному и текущему ремонту определяется коэффициентом эксплуатации $K_{\text{э}}$ и коэффициентом межремонтного периода работы скважин $K_{\text{м}}$.

Коэффициент эксплуатации — отношение суммарного времени эксплуатации скважины в сутках к общему календарному времени, в течение которого оценивается этот коэффициент (например, месяц, год). Коэффициент межремонтного периода определяется временем эксплуатации скважины между ремонтами.

Коэффициент эксплуатации механизированного фонда скважин достигает 0,97—0,98. Он, как правило, выше у скважин, оборудованных центробежными электронасосами. При правильном выборе оборудования и режима его эксплуатации межремонтный период работы скважин может достигать 1,5—2 лет. Скважины, эксплуатирующиеся штанговыми насосами, обычно имеют меньшие коэффициенты эксплуатации. (0,95—0,96) и межремонтного периода. Если в продукции содержится песок, межремонтный период может снижаться до 1—2 недель.

Оборудование, применяемое при подземном ремонте

Практически все виды подземного ремонта скважин связаны с проведением спуско-подъемных операций скважинного оборудования (спуск и подъем труб, насосов, штанг, ловителей штанг и труб и т. д.). Поэтому одним из основных видов оборудования при ремонте скважин являются подъемные сооружения (стационарные вышки, двуногие мачты и эклипсы, закрепленные над устьем стальными тросами-растяжками) и механизмы, а также специальный инструмент (механические ключи для свинчивания и развинчивания труб и штанг, элеваторы, вертлюги и другие приспособления).

Для ремонтных работ широко используют передвижные подъемные агрегаты и комплексы подъемного оборудования, смонтированные со складной вышкой на тяжелых автомашинах высокой проходимости и тракторах. В промысловой практике принято называть подъемной установкой (или агрегатом) оборудование, состоящее из вышки, подъемника, талевой системы и других вспомогательных элементов. Это оборудование предназначено для выполнения текущих ремонтных работ, не требующих разбуривания цемента и пробок, интенсивных промывок под высоким давлением и других сложных операций. При сложных работах используют подъемное оборудование, которое включает кроме упомянутых подъемных агрегатов насосные установки, ротор, вертлюг и другие приспособления.

В качестве подъемных устройств для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки применяют агрегаты Азинмаш-37А, Азинмаш-43А, «Бакинец-3М» и др. Агрегат Азинмаш-37А смонтирован на шасси автомобиля КраЗ, имеет лебедку, вышку высотой 18 м с талевой системой грузоподъемностью до 32 т. Он снабжен автоматами АПР-ГП и АШК-Т для свинчивания и развинчивания труб и штанг. Привод оборудования агрегата — от тягового двигателя автомобиля. Агрегат Азинмаш-43А представляет собой тракторную модификацию подъемного устройства Азинмаш-37А. Сложные виды работ с насосно-компрессорными и бурильными трубами при освоении, капитальном и текущем ремонте скважин с разбуриванием цементных пробок выполняют с помощью агрегатов А-50-У, комплекса оборудования КОРО-80 и других устройств.

Агрегат А-50 У предназначен для спуско-подъемных операций с бурильными и насосно-компрессорными трубами при текущем и капитальном ремонте скважин, в процессе буровых работ с промывкой скважин. Собран он на шасси автомобиля КраЗ-257. Максимальная грузоподъемность на крюке 50 т. Наибольшее давление на выкиде насоса — 16 МПа. Производительность его при давлении 6 МПа около 10 л/с. Комплекс КОРО-80 состоит из подъемной установки УПА-80 (грузоподъемность на крюке 80 т), смонтированной на автомобиле МАЗ-537, насосного блока на прицепе, передвижных мостков с рабочей площадкой и инструментальной тележкой, ротора и вертлюга. Установка снабжена автоматом АПР-ГП для развинчивания и свинчивания насосно-компрессорных труб и ключом КГП для операций с бурильными трубами. Подъемная установка УПА-80 приводится в действие от двигателя автомобиля, а насос — от трансмиссионного вала лебедки через карданный вал.

Для механизации текущих, профилактических и капитальных ремонтов оборудования и скважин создан большой комплекс устройств — агрегаты АРОК для технического обслуживания и ремонта станков-качалок, штанговозы для транспортировки штанг АПШ и труб 2ТЭМ, агрегаты Азинмаш-48 для смазки станков-качалок, агрегаты АНР-1 для наземного ремонта оборудования, установки для перевозки и перемотки кабеля, агрегаты ПАРС для подготовительных работ при ремонте скважин и др.

На промыслах широко распространен ремонт скважин с применением инструмента, спускаемого на тросе, позволяющего проводить некоторые виды ремонта без извлечения насосно-компрессорных труб (ловильные работы, удаление парафиновых корок и солей со стенок НКТ, регулирование и извлечение пусковых и рабочих клапанов).

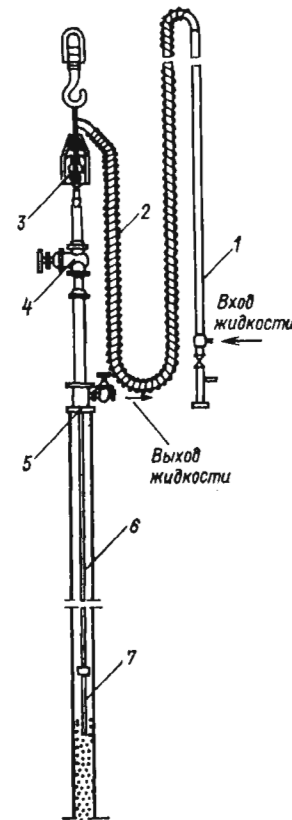
Рассмотрим технологию некоторых видов ремонтных работ.

Ловильные работы при обрыве и падении в скважину труб и штанг осуществляются с помощью ловильного инструмента — комбинированного ловителя ЛКШ-114, предназначенного для ловли в эксплуатационной колонне штанг и недеформированных труб диаметром до 48 мм или ловителя ЛКШТ-168, который может захватывать трубы диаметром 73 мм. Ловитель спускают в скважину на колонне бурильных труб с левой резьбой. Конец трубы или штанг через воронку входит внутрь ловителя, составные захватные плашки при движении вверх по конусной поверхности раздвигаются, пропускают конец трубы вверх. При подъеме ловителя эти плашки под влиянием пружины скользят вниз по конусной поверхности и захватывают трубу. Аналогично может быть поймана и штанга с помощью плашек, соединенных плашкодержателем и перемещаемых в корпусе ловителя синхронно. Нижние плашки используют также для ловли штанг за муфту (если упавшая в скважину колонна штанг оканчивается муфтой). Для определения положения и вида верхнего конца труб и штанг в скважину до ловильных работ спускается печать с резиновым наконечником на конце, закрытым алюминиевой оболочкой. По оттиску упавшего в скважину объекта на этой оболочке определяют его состояние и положение в скважине. Для подъема труб используются также метчики, колокола и труболочки различных конструкций. Метчик применяют для захвата трубы с помощью резьбы, нарезаемой с его помощью внутри трубы, а колокол позволяет нарезать резьбу на внешней поверхности ее конца.

Очистка скважин от песчаных пробок. Такие пробки образуются на забое при разработке песчаных пластов и слабосцементированных песчаников. Высота пробок может достигать десятков и сотен метров, что затрудняет эксплуатацию скважины и сокращает ее дебит. Для удаления пробок применяют поршневые и автоматические желонки, струйные аппараты и гидробуры. Рыхлые пробки удаляют прямой или обратной промывкой скважины нефтью, аэрированными жидкостями и пеной. При прямой промывке (рис. X.1) жидкость нагнетается в НКТ, а смесь ее с песком поднимается по кольцевому пространству. Иногда скорость подъема смеси недостаточна для быстрого выноса песка вследствие значительного превышения площади кольцевого сечения по сравнению с сечением труб. В этом случае применяют обратную промывку — жидкость нагнетается в кольцевое пространство, а размывтая смесь песка и жидкости поднимается по НКТ, что значительно увеличивает скорость ее движения и снижает время промывки. Однако нагнетаемая в кольцевое пространство жидкость в значительной степени теряет способность размывать пробку, в то же время не удается использовать насадки для усиления размывающего действия струи, что просто осуществляется при

Рис. X.1. Схема прямой промывки скважины:

1 — стояк; 2 — гибкий шланг; 3 — вертлюг; 4 — предохранительная задвижка; 5 — устьевой тройник; 6 — промывочные трубы (НКТ); 7 — насадка для увеличения скорости выходящей струи рабочей жидкости



прямой промывке. Поэтому в некоторых случаях используют комбинированную промывку — периодически меняют направление циркуляции жидкости. Чтобы не останавливать процесс промывки скважины в тех случаях, когда наращивают очередную трубу, длина которой обычно не превышает 8—9 м, предложены различные устройства.

Спуск и подъем центробежных электронасосов. Перед тем как скважину оборудуют насосной установкой, ее промывают, очищают от грязи, осадков и солевых отложений и проверяют обсадную колонну на проходимость специальным шаблоном до глубины спуска ЭЦН, чтобы избежать аварий с кабелем и агрегатами насоса при спуско-подъемных операциях. Проверяют качество соединения кабельного ввода с электродвигателем, наполненность его маслом. На протекторе и насосе закрепляют с помощью поясов плоский кабель, а в зоне труб — круглый. При спуске труб кабель постепенно сматывается с барабана. Перед спуском насоса трубы заполняют нефтью, а для его подъема нефть сливается через клапан, который вскрывается дросселем, сбрасываемым с поверхности. Кабель при подъеме труб снимается и наматывается на барабан.

Методы анализа факторов, влияющих на межремонтный период эксплуатации оборудования

На межремонтный период эксплуатации скважин влияет чрезвычайно большое число факторов, охватывающих геолого-физические, технические и технологические условия их эксплуатации. Поэтому для прогнозирования причин выхода скважин из строя и определения ожидаемых сроков и видов ремонтных работ применяют методы анализа работоспособности оборудования скважин, основанные на использовании математической статистики, теории надежности и теории массового обслуживания.

Надежной работой (или надежностью) принято называть свойство технических устройств выполнять свои функции в течение заданного промежутка времени при сохранении эксплуатационных показателей в допустимых пределах. В качестве количественной меры надежности принимают среднее время безотказной работы, интенсивность отказов, плотность распределения безотказной работы и др. Эти показатели можно установить по результатам анализа имеющейся статистической информации о фактических данных по межремонтному периоду работы скважин, о причинах выхода их из строя, о работоспособности и причинах отказов различных элементов нефтепромыслового оборудования. При этом закономерности появления отказов во времени характеризуются вероятностными показателями, которые устанавливают по закону (функции) распределения времени безотказной работы скважин и оборудования. Функцию распределения по накопленным наблюдениям определяют путем выравнивания статистических рядов времени безотказной работы и выбора по ним теоретического закона распределения отказов. Согласно статистическим данным функции распределения отказов штанговых насосных установок и УЭЦН на промыслах Башкирии описываются формулой нормального закона, если коэффициент вариации $V < 0,3$, и распределением Вейбулла, если $V > 0,5$.

$$V = \sigma / \bar{t} \quad (\text{X.1})$$

где σ — среднее квадратическое отклонение времени безотказной работы; $\bar{t}$ — среднее время безотказной работы.

Функция распределения Вейбулла

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right], \quad (\text{X.2})$$

а плотность распределения

$$f(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a} \right)^{b-1} \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right]. \quad (\text{X.3})$$

Вероятность безотказной работы

$$P(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right]. \quad (\text{X.4})$$

Здесь a и b — параметры распределения Вейбулла, которые определяют по коэффициенту вариации и данным статистического распределения фактического времени наработки на отказ.

Используя упомянутую методику анализа статистических данных, можно определить вероятность безотказной работы оборудования или отдельных ее узлов (например, штанг) в зависимости от различных факторов (угла искривления и интенсивности искривления ствола скважины, степени обводненности

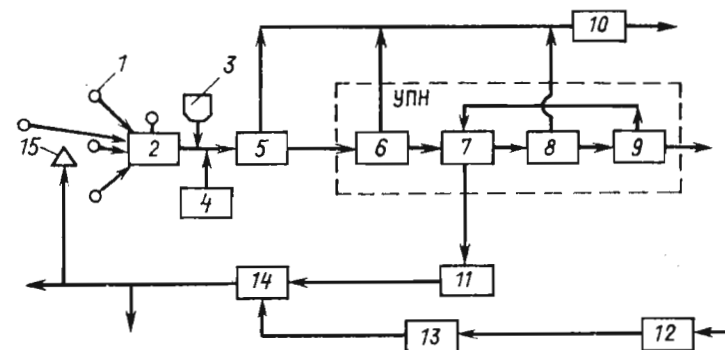
продукции скважины, типа применяемых насосов, режима откачки и т. д.).

Оборудование насосных скважин состоит из ряда последовательно соединенных элементов (наземная установка, колонна штанг, насос с защитными приспособлениями), и отказ одного из них вызывает остановку всей системы, а надежность ее уменьшается с увеличением числа соединенных элементов. Поэтому вероятность безотказной работы штанговой насосной установки оценивают с учетом работоспособности всех элементов последовательности. Вероятность безотказной работы всей системы находят как произведение вероятностей безотказного состояния каждого из ее элементов:

$$P(t) = P_1(t) P_2(t), \dots, P_n(t). \quad (\text{X.5})$$

Статистическая обработка информации об эксплуатационной надежности основных видов оборудования скважин (ШСН и УЭЦН) позволяет решать кроме упомянутых и другие задачи — определение надежности работы оборудования в зависимости от технологических параметров процесса, прогнозирование планово-предупредительных ремонтов, оценка экономической эффективности повышения надежности оборудования скважин и др.

Дренажная вода после деэмульсационной установки 7 поступает на установку очистки нефтепромысловых сточных вод 11, где подготавливается для использования ее в системе поддержания пластового давления (ППД) и направляется на кустовые насосные станции (КНС) 14, откуда в нагнетательные скважины 15 месторождения. На КНС подается также прес-



Большое влияние на специфику развития НГДУ, осуществляющего разработку нефтяного месторождения, оказывает состояние изученности залежей нефти, уточнение или пересмотр технологических схем разработки и др.

Для обеспечения нормальной деятельности НГДУ важная роль принадлежит и другим (вспомогательным) системам: контроля и автоматизации процессов, водоснабжения, промканализации, связи и др. Однако они не оказывают существенного

влияния на основные технико-экономические показатели проекта обустройства: капиталоемкость, металлоемкость, число объектов, протяженность коммуникаций и др.

Группирование скважин осуществляется в соответствии с сеткой размещения устьев скважин, способами и возможностями бурения, неоднородностью и категорией территории предприятия.

В зависимости от устьевых давлений, схемы группирования скважин, взаимодействия с системами воздействия на нефтяную залежь и расположения центрального пункта подготовки добываемой продукции организуется система сбора нефти, нефтяного газа и воды, обеспечивающая наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения.

Требования к системам сбора и подготовки продукции добывающих скважин

Разработка нефтяной залежи длится 30—40 лет и более. За время эксплуатации месторождения изменяются число и расположение добывающих скважин, их дебиты, обводненность. Однако в любой момент существующая система сбора и подготовки продукции должна обеспечивать:

- 1) герметизированный сбор продукции всех добывающих скважин с изменяющимися во времени нормами отбора;
- 2) измерение дебитов отдельных скважин и групп скважин;
- 3) подготовку ежесуточной продукции добывающих скважин;
- 4) требуемое качество товарной продукции: нефти, газа, воды, возвращаемой в пласт через систему подготовки;
- 5) подключение новых и отключение нерентабельных скважин;
- 6) рациональное использование избыточной энергии потока, поступающего из недр на поверхность через добывающие скважины;
- 7) возможность совмещения технологических операций сбора и подготовки нефти, газа и воды в трубопроводах, товарных парках и другом оборудовании;
- 8) укрупнение и централизацию технологических объектов, а при необходимости раздельный сбор продукции скважин, смешение которых по каким-либо причинам нежелательно;
- 9) учет и использование особенностей рельефа местности и климатических условий;
- 10) автоматизацию и телемеханизацию основных технологических процессов;
- 11) возможный минимум капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- 12) охрану окружающей среды и предотвращение вредного влияния на недра.

На промыслах Советского Союза и за рубежом широко применяют совмещение технологических операций по подготовке нефти в системах сбора, что обусловило изменение функций и целей отдельных традиционных объектов подготовки нефти.

Устьевые давления на различных месторождениях различны, но в основном находятся в пределах 1—2 МПа. Извлекаемые из скважин вода и нефть и выделившийся газ при низких давлениях в системе сбора занимают большой объем и для совместного их транспорта необходимо было бы сооружать на месторождении разветвленную сеть трубопроводов большого диаметра, что очень дорого. Поэтому на месторождениях осуществляют совместный сбор продукции и транспортируют ее на определенные экономически целесообразные расстояния до групповых установок или дожимных насосных станций, где она частично разделяется на отдельные потоки.

Цель совместного сбора нефти, газа и воды — максимальное использование энергии потока для доставки продукции скважин до пунктов сбора.

§ 2. СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ

Специфика технологии разработки залежи и эксплуатации добывающих скважин каждого нефтяного месторождения, большое разнообразие природно-климатических и почвенных условий, социальные и экологические аспекты приводят к тому, что единой универсальной системы сбора продукции добывающих скважин не существует.

В нефтедобывающей отрасли практически завершен переход от открытых систем сбора к различным вариантам герметизированных систем. Несмотря на их большое разнообразие, можно выделить достаточно общий структурный элемент герметизированной системы сбора (рис. XI.2).

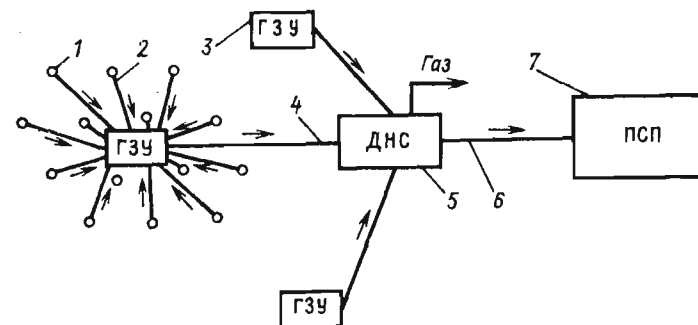


Рис. XI.2. Структурный элемент герметизированной системы сбора:

1 — добывающие скважины; 2 — внутрипромысловый трубопровод (выкидная линия); 3 — групповая замерная установка (ГЗУ); 4 — групповой сборный коллектор; 5 — дожимная насосная станция (ДНС); 6 — сборный коллектор; 7 — пункт сбора и подготовки

Таблица XI.1

Допустимые предельные расстояния трубопроводов, используемых для транспорта продукции добывающих скважин

Характеристика трубопровода			Эффективная вязкость продукции, мм²/с			
			10		200	
Расход, т/сут	Давление в начале, МПа	Внутренний диаметр, м	Относительная длина подъемов трассы, м/км			
			15	30	15	30
			Допустимое расстояние, км			
275	1,5	0,255	21,6	11,8	17,3	10,3
2750	1,5	0,509	19,7	11,3	16,3	10,0
275	2,0	0,255	36,7	19,6	29,1	17,0
2750	2,0	0,509	33,7	18,9	27,8	16,7
275	3,0	0,255	70,0	38,1	54,6	31,7
2750	3,0	0,509	65,5	37,2	53,5	31,5

Продукция группы скважин (до 14) поступает на групповую замерную установку (ГЗУ). Если месторождение значительное по размерам и, как следствие, ГЗУ разбросаны и удалены от сборного пункта, сооружают ряд дожимных насосных станций (ДНС). Например, длина трубопроводов Акташской площади, связывающих только ГЗУ, ДНС и пункт сбора и подготовки нефти (без трубопроводов от скважин до ГЗУ), составляет более 250 км.

В герметизированных системах максимально используют одотрубный сбор нефти и газа в пределах месторождения. При этом ступенчатую газосепарацию организуют таким образом, чтобы можно было осуществлять последующий бескомпрессорный транспорт нефтяного газа после первой ступени сепарации до потребителя (например, на газоперерабатывающий завод).

По данным института Гипровостокнефть, примерные расстояния, на которые можно транспортировать многофазную продукцию добывающих скважин по трубопроводу в зависимости от рельефа трасс, давления на устье, эффективной вязкости и расхода продукции, приведены в табл. XI.1.

Как видно из табл. XI.1, на месторождениях можно реализовать высокую степень централизации технологических объектов и, как следствие, ликвидировать многочисленные промежуточные мелкие объекты, а избыточную энергию потока использовать для подготовки нефти и газа.

§ 3. ИЗМЕРЕНИЕ ДЕБИТОВ СКВАЖИН НА ПРОМЫСЛАХ

Для контроля за выработкой отдельных зон залежей, управления разработкой месторождения в целом, подбора оборудования добывающих скважин, организации оптимальных условий

сбора и подготовки добываемой продукции необходимо периодическое измерение дебитов скважин месторождения.

Как правило, давление на устье добывающих скважин значительно меньше давления насыщения нефти газом. Поэтому продукция их представляет собой газожидкостную смесь.

При температуре на устье или в системе сбора ниже температуры насыщения нефти парафином в продукции кристаллизуется парафин.

Таким образом, в групповые сборные пункты поступает (см. рис. XI.2) газожидкостная смесь с примесью в общем случае твердой фазы, представленной парафином, механическими частицами (песок, зерна породы, продукты коррозии трубопроводов и т. д.).

Содержание газовой фазы в продукции приближенно можно оценить по формуле

$$\beta_{гj} = \frac{Q_{гj}}{Q_{жj} + Q_{гj}} \approx \frac{1}{1 + \frac{1}{1 - n_j} \frac{p_{yj}}{p_0 \Gamma}}, \quad (XI.1)$$

где $\beta_{гj}$ — объемная доля газовой фазы в продукции j -й скважины; $Q_{гj}$; $Q_{жj}$ — дебит j -й скважины соответственно по газовой и жидкой фазам при данных давлении и температуре на устье, м³/с; n_j — обводненность добываемой жидкости из j -й скважины ($n_j = Q_{вj}/Q_{жj}$); $Q_{вj}$ — дебит j -й скважины по воде, м³/с; p_{yj} — давление на устье j -й скважины, Па; Γ — газонасыщенность пластовой нефти ($\Gamma = Q_{гj}^*/Q_{жj}$); $Q_{гj}^*$, $Q_{жj}$ — дебит j -й скважины соответственно по нефтяному газу и дегазированной нефти, если контактное равновесное разгазирование пластовой нефти доведено до атмосферного при 20 °С (стандартное разгазирование в лабораторных условиях), м³/с; p_0 — стандартное (атмосферное) давление ($p_0 = 10^5$ Па).

Как видно из рис. XI.3, кривые которого построены по уравнению (XI.1), при газонасыщенности пластовой нефти 50 м³/м³ и более и обводненности до 50 % объемная доля газа в продукции добывающих скважин превышает 50 %. С увеличением устьевое давление в два раза существенно уменьшается доля газовой фазы в продукции скважин.

Дебит скважин (как правило, по жидкости) измеряют на групповых замерных установках. Техническая характеристика наиболее распространенных из них приведена в табл. XI.2.

Максимальное содержание газовой фазы в продукции, поступающей на замер (при давлении и температуре измерения) составляет не более 200 м³/т, температура окружающей среды от —50 до +50 °С, вязкость замеряемой жидкости — до 80 мм²/с.

Групповые замерные установки обеспечивают: 1) автоматическое переключение скважины на замер; 2) автоматическое измерение и регистрацию дебитов скважин; 3) контроль за

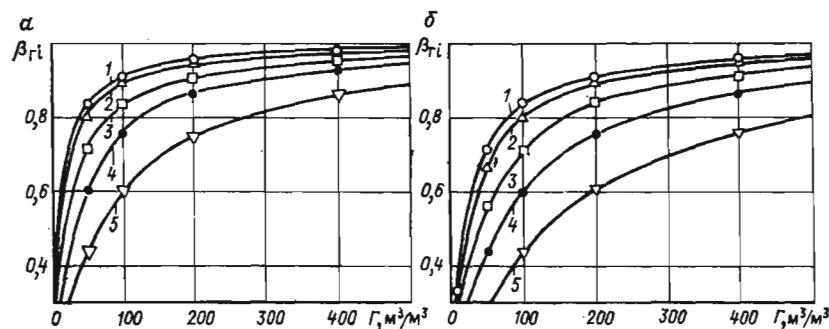


Рис. XI.3. Кривые расходного газосодержания в продукции добывающих скважин в зависимости от газонасыщенности пластовой нефти и устьевого давления:

а — $p_y = 1$ МПа; б — $p_y = 2$ МПа. Обводненность добываемой продукции, %: 1 — 0, 2 — 20, 3 — 50, 4 — 70, 5 — 85

режимом эксплуатации скважин по поступлению продукции; 4) автоматическую блокировку скважин при аварийном состоянии установки.

Установка типа «Спутник А», аналогичная установке ЗУГ-5, — базовая из серии блочных автоматизированных установок для измерения дебитов скважин. Она отвечает требова-

Таблица XI.2

Характеристика групповых замерных установок

Шифр установки¹	Рабочее давление (не выше), МПа	Число подключаемых скважин (не более)	Максимальный дебит одной скважины, т/сут	Ошибка измерения, %		
				жидкости (дебит)	воды	газа
ЗУГ-1	1,0	14	250	±2,5		
АГУ-3	2,5	12	250	±2,5		
ЗУГ-2	6,4	14	400	±2,5		
ЗУГ-5	2,0	14	400	±2,0		
ЗУГ-5	2,5					
ЗУГ-5	4,0					
АГЗУ-1	1,0	6	400	±3,0		
А16-14-400	1,6	14	400	±2,5		
А40-14-400	4,0	14	400	±2,5		
А25-10-1500	2,5	10	1500	±2,5		
А25-14-1500	2,5	14	1500	±2,5		
Б40-14-500	4,0	14	500	±2,5	±4,0	±8,0
Б40-24-400	4,0	24	400	±2,5	±4,0	±8,0

¹ ЗУГ — замерные установки групповые, АГУ — автоматизированные групповые установки, АГЗУ — автоматизированные групповые замерные установки, блочные автоматизированные групповые замерные установки «Спутник» (А16-14-400, А40-14-400, А25-10-1500, А25-14-1500, Б40-14-500, Б40-24-400).

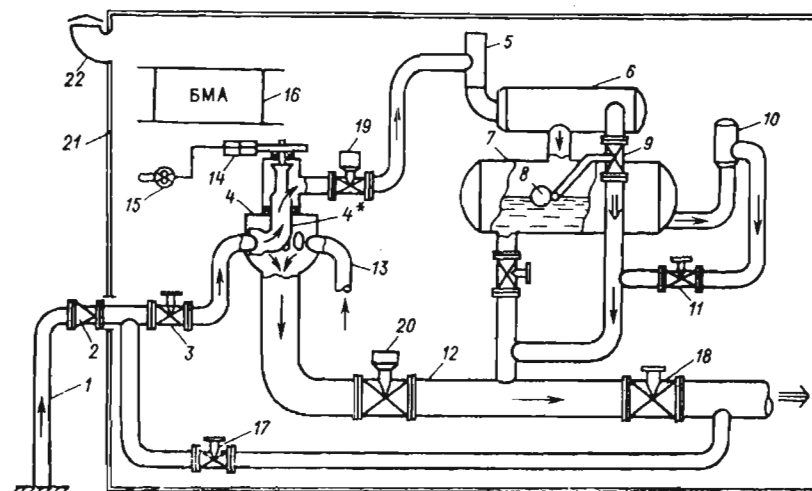


Рис. XI.4. Принципиальная технологическая схема групповой автоматизированной замерной установки типа «Спутник А»:

1 — трубопровод от скважины, 2—3, 11, 17, 18 — задвижки, 4 — многоходовой переключатель ПСМ, 4* — полый патрубков переключателя, 5 — гидроциклон, 6 — сепаратор, 7 — накопитель жидкости, 8 — поплавковый регулятор уровня, 9 — кран на газовой линии, 10 — турбинный счетчик жидкости ТОР-1-50, 12 — общий коллектор, 13 — трубопровод от одной из тринадцати скважин, продукция которых не измеряется и направляется сразу в общий коллектор; 14 — цилиндр управления, 15 — гидропривод, 16 — блок местной автоматики, 19, 20 — аварийные отсекатели, 21 — будка, 22 — вентиляция

ниям комплектной поставки заводами оборудования в блочном исполнении для максимальной индустриализации работ при обустройстве нефтяных месторождений в различных климатических условиях.

Принципиальная технологическая схема базовой групповой замерной установки типа «Спутник А» показана на рис. XI.4. Она состоит из переключателя скважин на замер, измерительного блока, отсекателей скважин при аварийном состоянии установки.

Принцип действия этой установки следующий. Нефть из всех подключенных к ГЗУ скважин поступает в многоходовой переключатель 4 типа ПСМ, который приводится в действие гидроприводом 15 через цилиндр управления 14. Полный патрубок 4* переключателя 4, поворачиваясь на определенный угол по заранее заданной программе, последовательно соединяется с одним из трубопроводов от устьев подключенных к ГЗУ скважин. Продукция одной из таких скважин направляется в измерительный блок на вход гидроциклона 5, а остальных — в сборный трубопровод 12, минуя ГЗУ, на установку подготовки нефти. Продукция, предусмотренная для замера, разделяется на два потока последовательно в гидроциклоне 5, затем в газосепараторе 6, откуда газовый поток направляется в тру-

бопровод газовой линии, а жидкость — в накопитель 7. Трубопроводы жидкостного потока, подключенные к турбинному счетчику-расходомеру 10, образуют гидравлический затвор для накапливаемой жидкости в накопителе 7.

Накопление жидкости до заданного уровня и выпуск ее до начального осуществляются с помощью поплавкового регулятора 8, связанного через блок местной автоматики 16 с краном 9 на газовой линии. Всплывающий поплавок 8 перекрывает при достижении заданного уровня кран 9 на газовой линии. Давление в накопительной емкости 7, возрастая, превышает давление гидрозатвора и выдавливает жидкость через турбинный счетчик 10 типа TOP в общий коллектор 12.

Как только уровень жидкости в накопителе 7 понижается до минимально заданного значения, кран 9 на газовой линии открывается, давление в накопителе снижается и снова начинается цикл накопления жидкости. Время накопления жидкости и число циклов продавливания ее через счетчик 10 за период измерения зависят от дебита скважины.

Дебит скважины определяется отношением суммарного накопленного объема жидкости, прошедшего через расходомер и преобразованного в электромагнитные импульсы, суммарное количество которых регистрируется в счетчике, ко времени измерения дебита скважины, установленного программой.

Программа измерения дебитов скважин задается в блоке управления 16. Через заданные промежутки реле времени включает гидропривод 15. На схеме (см. рис. XI.4) изображен момент, когда полый патрубок 4* переключателя 4 соединен с трубопроводом 1 от устья измеряемой скважины.

Аварийное отключение скважин происходит в случае повышения или резкого снижения давления в сборном трубопроводе 12 или при отключении электроэнергии. По сигналу датчика электроконтактного манометра через блок местной автоматики 16 отсекатели 19 и 20 перекрывают трубопроводы.

Автоматизированные групповые установки типа «Спутник Б» в отличие от установок «Спутник А» обеспечивают возможность раздельного сбора обводненной и безводной продукции скважин и, помимо измерения дебитов скважин, с их помощью определяют содержание воды и газа в измеряемой продукции. Количество нефтяного газа измеряют расходомерами типа «Агат», которые регистрируют расход, давление и температуру газа и приводят измеренный объем к объему при стандартных условиях.

В установках «Спутник Б» предусмотрены устройства для подачи деэмульгаторов в газожидкостную смесь.

Система автоматики ГЗУ осуществляет подачу сигнала на диспетчерский пункт при остановке скважин, отключении электроэнергии и неисправности в системе измерения дебитов скважин.

§ 4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Важная роль в обеспечении нормальной деятельности НГДУ отводится промышленной системе трубопроводов.

Нефтегазопровод — сложное инженерное сооружение, неотъемлемыми частями которого являются: 1) запорная, регулирующая и предохранительная арматура; 2) устройства для ввода химических реагентов; 3) контрольно-измерительные приборы и средства автоматики; 4) устройства для защиты от коррозии, деформации трубопровода, периодической очистки внутренней поверхности и другие объекты.

В нефтепромысловой практике по назначению выделяют: нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, в том числе выкидные линии (от устьев скважин до ГЗУ) и коллекторы (от ГЗУ до сборных пунктов) и водопроводы. По рабочему давлению выделяют трубопроводы низкого (до 1,6 МПа), среднего (от 1,6 до 2,5 МПа) и высокого (выше 2,5 МПа) давления.

В зависимости от обвязки (соединения) в системе сбора добываемой продукции различают простую или сложную сеть трубопроводов. Простая сеть характеризуется постоянством диаметра и массового расхода продукции по всей длине трубопровода. Сложная сеть представляет простые трубопроводы, образующие единую гидравлическую систему с ответвлениями различных в общем случае диаметров и расходов.

Трубопроводы, сооружаемые в НГДУ, бывают подземные, наземные, подводные и подвесные.

На промыслах для сооружения трубопроводов используют трубы из малоуглеродистых и низколегированных сталей. Размеры их характеризуются условным внутренним диаметром D_y , наружным диаметром D , толщиной стенки δ и длиной. В нефтепромысловом обустройстве применяют трубы D_y от 50 до 530 мм с толщиной стенки от 4 до 8 мм и длиной от 4 до 12 м. Примерные капитальные вложения на сооружение нефтегазопроводов и эксплуатационные расходы приведены в табл. XI.3.

Как следует из сопоставления данных табл. XI.3 и XI.4, затраты на сооружение и эксплуатацию 1 км трубопровода сопоставимы с затратами на строительство и эксплуатацию замкнутых групповых установок.

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли возникла необходимость ввода в разработку нефтяных месторождений в зонах вечной мерзлоты. Для предотвращения растепления грунта и связанных с этим осложнений при эксплуатации трубопроводов актуальной проблемой становится надежная теплоизоляция трубопроводов, что существенно увеличивает стоимость сооружения 1 км трубопроводной трассы.

Экологические, технологические и социальные проблемы об-

Таблица XI.3

Затраты на сооружение
и эксплуатацию промысловых
нефтегазопроводов

Наруж- ный диаметр и толщина стенки трубо- провода, $D \times \delta$, мм	Капитальные вложения, руб/км			Эксплуатацион- ные расходы, руб/год
	Строи- тельно- монтаж- ные работы	Обо- рудо- вание	Всего	
89×4	5 530	—	6 010	420
114×4	6 610	—	7 130	460
168×6	7 670	—	8 390	500
219×6	12 330	—	13 360	710
273×7	14 500	440	16 070	830
325×7	16 130	980	18 440	920
377×7	22 410	980	25 020	1180
426×7	24 840	1220	27 870	1340
530×7	29 960	2150	31 120	1440

Таблица XI.4

Затраты на сооружение
и эксплуатацию групповых
замерных установок

Затраты	Замерная уста- новка «Спутник»	
	А40-14-400	Б40-14-500
Капитальные вло- жения на строи- тельство одной установки, руб.	24 210	26 420
В том числе: строительно- монтажные ра- боты	2 640	2 710
оборудование	21 420	23 560
Эксплуатацион- ные расходы, руб/год	2 330	2 500

устройства и надежной разработки месторождений с высоко-
вязкой и застывающей нефтью в сложных климатических усло-
виях Крайнего Севера, шельфа, пустынь и других районов на-
ходятся в стадии поисков оптимального решения.

§ 5. ДВИЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДЯНЫХ СМЕСЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Движение однофазных сред. При движении однофаз-
ных сред по трубам (воды, безводной нефти, газа) различают
ламинарное и турбулентное течения.

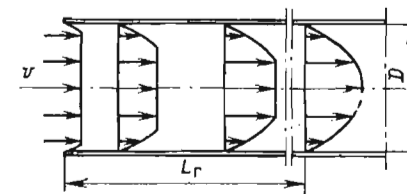
Ламинарное течение — упорядоченное тече-
ние вязкой жидкости (газа), характеризующееся отсутствием переме-
шивания между слоями жидкости. Результирующая скорость
движения элементарного объема жидкости (газа) в ламинар-
ном потоке соответствует струйному течению и параллельна
оси потока (в прямой трубе). В поперечном сечении векторы
скорости элементарных объемов образуют параболаид вра-
щения с максимальной скоростью по оси потока. Схема форми-
рования профиля скоростей по длине входного участка и превра-
щение его в параболический при ламинарном течении пока-
зана на рис. XI.5.

Обычно принимается, что длину входного (граничного)
участка L_r определяют по соотношению

$$L_r/D = 0,0575 Re, \quad (XI.2)$$

Рис. XI.5. Распределение скоростей
у входа в трубу при ламинарном те-
чении:

v — скорость потока на входе в трубу;
 D — внутренний диаметр трубы; L_r — дли-
на начального (граничного) участка форми-
рования постоянного профиля скоро-
стей



где D — внутренний диаметр трубы, м; Re — критерий Рей-
нольдса.

$$Re = vD\rho/\mu. \quad (XI.3)$$

Здесь v — средняя скорость потока, м/с; ρ — плотность перека-
чиваемой жидкости (газа), кг/м³; μ — вязкость продукции,
Па·с.

Средняя скорость потока

$$v = G/(F\rho), \quad (XI.4)$$

где G — массовый расход продукции, кг/с; F — площадь попе-
речного сечения потока в трубе, м².

Длина граничного (входного) участка может быть весьма
большой. Например, при $Re=2000$ и $D=370$ мм она равна
42,55 м (115 диаметров).

Ламинарное течение переходит в турбулентное при значе-
нии числа $Re=2320$, называемом критическим.

Турбулентное течение — течение жидкости (газа),
при котором частицы жидкости совершают неустойчивые
беспорядочные движения по сложным траекториям, что вызы-
вает, по сравнению с ламинарным течением, большую дисси-
пацию энергии и, как следствие, большие потери давления при
прочих равных условиях. Скорость движения элементарных
объемов в большей части поперечного сечения потока при-
мерно одинакова и близка к средней. У стенки трубы образу-
ется тонкий пограничный слой, толщина которого уменьшается
с увеличением средней скорости потока вдоль оси трубы.
Обычно считается, что длина входного участка L_r , на котором
формируется пограничный слой, составляет десять диаметров
трубы, а при отношении длины трубы к ее диаметру более 60
входные эффекты можно не учитывать.

Действительное значение числа Рейнольдса, при котором
ламинарное течение переходит в турбулентное, зависит от мно-
гих трудно учитываемых факторов (возмущение потока мест-
ными сопротивлениями и шероховатость поверхности труб, дис-
персность фазы в потоке и т. д.).

Гидравлическое сопротивление однофазному горизонталь-
ному потоку складывается из потерь давления на трение $\Delta p_{тр}$, рас-

пределенных по всей длине трубопровода, и местных сопротивлений Δp_m , локализованных на небольших участках (задвижки, сужения, повороты и т. д.).

Потери давления на трение однофазного потока при любом режиме течения определяют по формуле Дарси — Вейсбаха:

$$\Delta p_{тр} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho, \quad (XI.5)$$

где $v^2 \rho / 2$ — динамическое давление потока в трубопроводе, Па; λ — коэффициент трения, зависящий в общем случае от диаметра и шероховатости трубопровода; L — длина трубопровода, м.

При ламинарном течении коэффициент трения λ практически не зависит от шероховатости (гладкие трубы), находят его по теоретической формуле

$$\lambda = 64 / Re, \quad (XI.6)$$

результаты по которой хорошо согласуются с экспериментальными данными.

При турбулентном течении коэффициент трения гладких труб рассчитывают по формуле Блазиуса

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}. \quad (XI.7)$$

Для установления границ гладкого и шероховатого трений используют эмпирическое соотношение, определяющее область смешанного трения:

$$(23/\epsilon) < Re < (220/\epsilon^{9/8}) \quad (XI.8)$$

где ϵ — относительная шероховатость ($\epsilon = \Delta / D$); Δ — средняя высота выступов шероховатости ($\Delta \approx 0,01 - 0,85$ мм).

При $Re < 23/\epsilon$ получаем область гладкого трения (справедлива формула (XI.7), а при $Re > (220/\epsilon^{9/8})$ — шероховатого трения. В области смешанного и шероховатого трения коэффициент λ можно рассчитать по зависимости

$$\lambda = 0,02 (1 + 75\epsilon). \quad (XI.9)$$

Различают два вида шероховатости труб, влияющие на коэффициент трения λ :

первого рода — острые коротковолновые неровности (ржавые трубы), характеризующиеся относительной шероховатостью ϵ ;

второго рода — волнистая шероховатость с большой длиной волны (окрашенные, остеклованные, покрытые пленкой трубы).

Шероховатость второго рода повышает значение коэффициента трения λ , рассчитанное по формулам для гладких труб, на 20—50 %.

Движение нефтеводогазовых смесей. Рассмотренные закономерности отражают характер течения однофаз-

ных, ньютоновских, несжимаемых сред ($\rho = \text{const}$), например в водопроводах, нефтепроводах товарной нефти и т. д. При движении двух- или трехфазных сред, что типично для нефтегазопроводов, на характер течения существенно влияют гравитационное разделение фаз, развитые поверхности раздела, межфазный массообмен. Поэтому в реальных трубопроводах, которые прокладывают по пересеченной местности, характер течения газожидкостной смеси значительно более сложный. Например, перед подъемными участками скапливается жидкая фаза, а перед спусковыми — газовая (рис. XI.6).

В зависимости от скорости смеси, газосодержания, свойств жидкости и газа, диаметра и угла наклона трубопровода формируется распределение насыщенных жидкостью и газом в потоке по трубопроводу вдоль всей его трассы. Некоторые типичные структурные формы такого распределения насыщенных в газожидкостном потоке горизонтального трубопровода показаны на рис. XI.7. Под структурной формой потока понимается форма и положение поверхности раздела между газовой и жидкой фазами, определяемые характером взаимодействия газа и жидкости со стенками трубопровода и между собой.

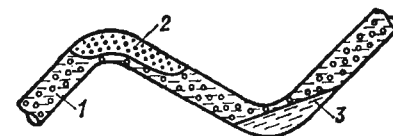


Рис. XI.6. Схема динамического распределения насыщенных фаз в нефтегазопроводе при движении в нем трехфазной смеси (нефть, газ, вода):

1 — нефтеводогазовая смесь; 2 — газовое скопление; 3 — скопление воды

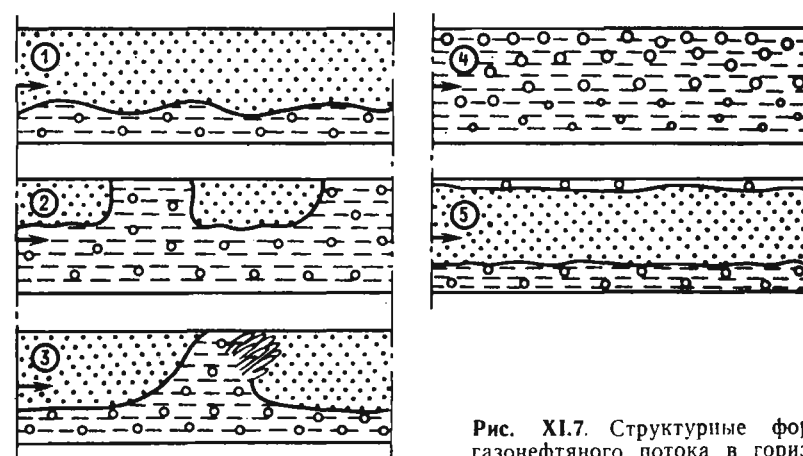


Рис. XI.7. Структурные формы газонефтяного потока в горизонтальном трубопроводе:

1 — расслоенная; 2 — пробковая; 3 — пробково-диспергированная; 4 — эмульсионная; 5 — пленочно-диспергированная

Структурные формы (см. рис. XI.7) можно представить как комбинации трех основных форм:

эмульсионной (жидкая фаза непрерывна, а газовая раздроблена в виде пузырьков);

диспергированной (газовая фаза непрерывна, а жидкая раздроблена в виде капель);

расслоенной (непрерывны обе фазы — жидкая и газовая с непрерывной границей раздела между ними).

Газонефтяной поток от скважин до установок подготовки нефти является системой с непрерывным массообменом и, как следствие, с постепенным вдоль трубопровода увеличением расходного газосодержания. Выделяющийся из нефти газ в результате уменьшения давления (кипение нефти) распределен в жидкой фазе в виде мелких пузырьков при любой структуре потока.

Существенным фактором, обуславливающим структуру потока, является пенность нефти. На границах раздела фаз нефтегазового потока образуется пена, особенно при пробковой и пробково-диспергированной структурах. В тяжелых нефтях с большим содержанием асфальтосмолистых веществ пена устойчива и пенная структура газонефтяной смеси может иметь даже преобладающее значение.

С повышением давления в трубопроводе уменьшается устойчивость газовых пробок (пробковая, пробково-диспергированная структура, см. рис. XI.7) и структура потока по всему сечению становится более однородной.

На рис. XI.8 приведены диаграммы структурных форм газонефтяных потоков в трубах. На структуру потока существенно влияют расходное газосодержание β_r , средняя скорость течения смеси $v_{см}$ и угол наклона трубопровода. В восходящем трубопроводе отсутствует расслоенная структура и преобладающее значение имеют пробковая и пробково-диспергированная структуры, а в горизонтальных и нисходящих трубопроводах —

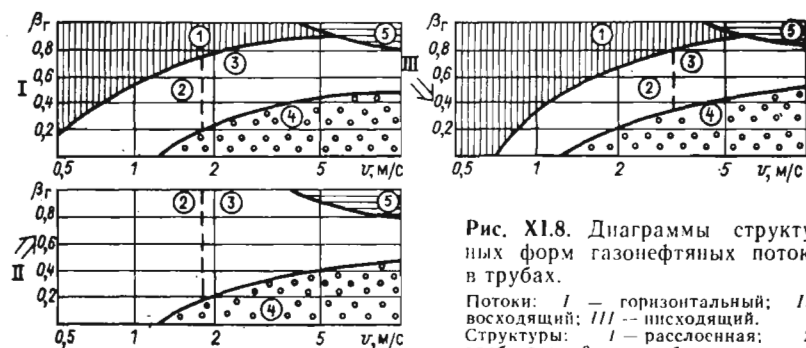


Рис. XI.8. Диаграммы структурных форм газонефтяных потоков в трубах.

Потоки: I — горизонтальный; II — восходящий; III — нисходящий. Структуры: 1 — расслоенная; 2 — пробковая; 3 — пробково-диспергированная; 4 — эмульсионная; 5 — пленочно-диспергированная.

расслоенные и пробковые структуры. Расходные газосодержания, характерные для пленочно-диспергированной структуры газожидкостного потока, реализуются только для продукции со сравнительно большой газонасыщенностью пластовой нефти (см. рис. XI.3).

§ 6. ОПТИМАЛЬНАЯ СКОРОСТЬ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДАХ

На потери давления в трубопроводе при движении многофазных сред существенно влияет относительная скорость фаз. Например, типичная зависимость градиента давления и его составляющих в восходящем трубопроводе от скорости смеси показана на рис. XI.9. Как видим, с ростом скорости смеси потери давления (кривая 1) вначале резко уменьшаются ($v_{см} \approx 1,5$ м/с), стабилизируются ($v_{см} \approx 2-6$ м/с), затем увеличиваются ($v_{см} > 6$ м/с). Это объясняется тем, что в восходящем трубопроводе с ростом скорости смеси существенно увеличивается газонасыщенность смеси и, как следствие, резко уменьшается ее плотность. Поэтому характер гравитационной составляющей потерь давления $\Delta p_{ст}$ (кривая 3) также резко изменяется. При этом потери на трение $\Delta p_{тр}$ растут, но не столь стремительно. С дальнейшим ростом скорости смеси характер гравитационной составляющей потерь давления (при $\beta_r = \text{const}$) практически не меняется, а потери давления на трение резко возрастают (кривая 2). Как следствие, эти потери с увеличением скорости смеси сначала уменьшаются, достигают минимума, а затем увеличиваются. Точка минимума потерь давления в восходящих трубопроводах с увеличением расходного газосодержания и диаметра трубы смещается в сторону больших скоростей. При прочих равных условиях они с ростом диаметра труб понижаются вследствие уменьшения потерь на трение.

В реальных промышленных трубопроводах, как правило, имеются участки восходящие и нисходящие. Кривые изменения градиентов суммарных потерь давления для реальных трубопроводов подобны зависимости на рис. XI.9 (кривая 1). Гравитационные потери давления на подъемных участках (при низких скоростях движения) не компенсируются с соответствующим выигрышем на нисходящих участках.

Режим перекачки газожидкостной смеси, характеризующийся минимумом градиента потерь давления, характеризуется как режим перекачки при минимальных потерях, а соответствующая скорость — скоростью с минимальными потерями давления $v_{см \text{ min}}$ (рис. XI.10).

Удельный расход энергии на единицу длины трубопровода минимален, если минимально отношение $\Delta p_{обш}/(Q_{см}L)$. Минимальный удельный расход энергии будет в точке касания касательной из начала координат к кривой 1, что соответствует

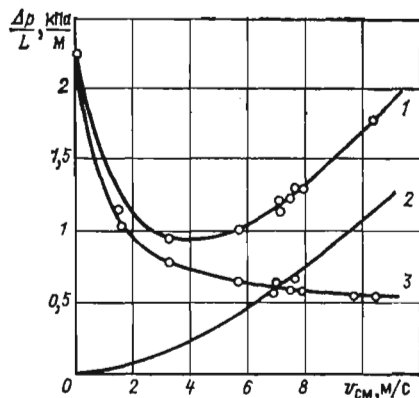


Рис. XI.9. Зависимость градиента давления и его составляющих в восходящем трубопроводе от скорости смеси ($D=0,1$ м; $\theta=16^\circ$; $\beta_r=0,8$):
1 — $\Delta p_{\text{общ}}/L$; 2 — $\Delta p_{\text{тр}}/L$; 3 — $\Delta p_{\text{ст}}/L$

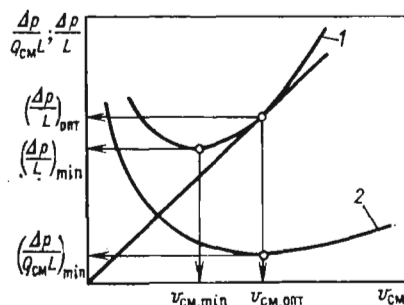


Рис. XI.10. Изменение градиента потерь давления и удельной энергии от скорости смеси:
1 — $\Delta p_{\text{общ}}/L$; 2 — $\Delta p_{\text{общ}}/(Q_{\text{см}} L)$

оптимальной скорости смеси в трубопроводе $v_{\text{см. опт}}$. Режим перекачки смеси, при котором минимален удельный расход энергии, называется оптимальным режимом скорости смеси.

Трубопроводы желательно эксплуатировать в диапазоне изменения среднего градиента потерь давления от оптимального до минимального.

§ 7. ОСНОВНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Требования к качеству товарной нефти приведены в табл. XI.5. Основные процессы промышленной подготовки добываемой из недр продукции следующие:

- разгазирование нефти и ее стабилизация,
- обезвоживание добываемой продукции,
- обессоливание товарной нефти (при необходимости).

На нефтеперерабатывающих заводах, расположенных иногда за тысячи километров от нефтяных месторождений, поступающая с промыслов товарная нефть подвергается дополнительному обессоливанию и обезвоживанию (до 3—4 г/м³ хлористых солей и до 0,1 % воды). Необходимость предварительной подготовки товарной нефти для переработки диктуется требованием уменьшения коррозии технологического оборудования установок по переработке нефти, предотвращения дезактивации катализаторов, улучшения качества получаемых топлив и других продуктов переработки.

С целью уменьшения возможных потерь наиболее ценных фракций нефти от испарения и защиты воздушного бассейна

Таблица XI.5

Требования к качеству товарной нефти

Показатель	Группа нефти		
	I	II	III
Содержание (не более):			
воды, %	0,5	1,0	1,0
хлористых солей, кг/м ³	0,1	0,3	1,8
механических примесей, %	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенного пара при температуре в пункте сдачи, кПа	66,66	66,66	66,66

нефть на промыслах подвергается глубокому разгазированию (стабилизации) для доведения давления насыщенного пара не более 66,66 кПа.

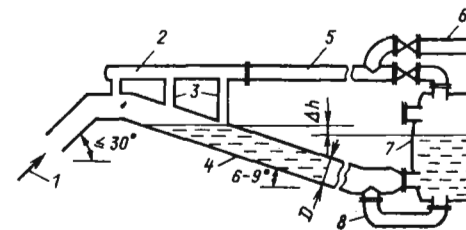
Разгазирование и газосепарация продукции

В процессе движения нефти от забоя добывающих скважин до нефтегазовых сепараторов в результате снижения давления ниже давления насыщения нефти газом происходит частичное разгазирование нефти. Газожидкостная смесь на газовый и жидкостный потоки разделяются (сепарация) в концевых делителях фаз — депульсаторах (рис. XI.11) и газонефтяных сепараторах типа УБС и НГС (рис. XI.12).

Газосепарационный узел, составленный из депульсатора и сепаратора (рис. XI.13), позволяет сформировать на нисходящем участке трубопровода большого диаметра в депульсаторе расслоенную структуру потока (см. рис. XI.7) и, как следствие, разделить газожидкостный поток на два: газовый с включениями капельной жидкости и жидкостный с включениями пузырьков газа. Газовый поток направляется в каплеотбойник для улавливания капельной жидкости, а жидкостный — в гравитационный газожидкостный отстойник, время задержки жидкости в котором определяется временем всплывания основной массы пузырьков газа.

Рис. XI.11. Схема узла предварительного отбора газа (депульсатор):

1 — газонефтяная смесь от подводящего коллектора; 2 — газосборный коллектор; 3 — газотводящие патрубки; 4 — разделительный трубопровод; 5 — газопровод; 6 — отвод газа в газосепаратор; 7 — нефтегазовый сепаратор; 8 — патрубок сброса воды



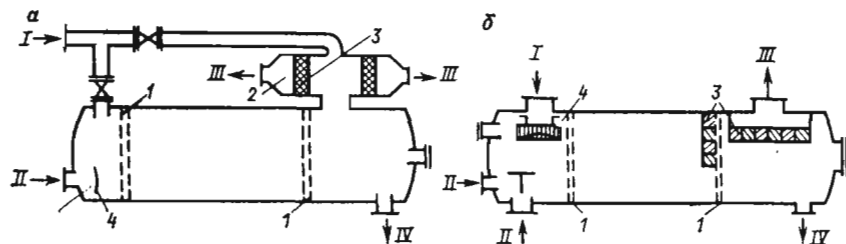


Рис. XI.12. Технологические схемы нефтегазовых сепараторов:

а — типа УБС; б — типа НГС; 1 — выравнивающие перегородки; 2 — выносной газосепаратор; 3 — сетчатые каплеуловители; 4 — рефлексор; I — газ из депульсатора; II — жидкость из депульсатора; III — очищенный поток газа; IV — отсепарированная жидкость

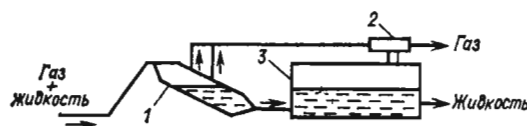


Рис. XI.13. Принципиальная технологическая схема газосепарационного узла:

1 — депульсатор; 2 — каплеотбойник; 3 — отстойник-сепаратор

Компоновка сепарационных узлов из депульсаторов и сепараторов предусматривает возможность:

перераспределения продукции скважин по аппаратам в любых сочетаниях, перераспределения потоков газа из депульсаторов между нефтегазовыми сепараторами и выносными газосепараторами для обеспечения качественной очистки газа от капельной нефти и воды,

ввода реагентов-деэмульгаторов, пеногасителей, для рециркуляции горячей воды или нефти через сепарационный узел.

В табл. XI.6 и XI.7 приведены основные параметры автоматизированных блочных сепараторов.

Таблица XI.6

Основные параметры нефтегазосепараторов типа УБС¹

Параметр	Условная производительность сепаратора по жидкости, м³/сут				
	1500	3000	6300	10 000	16 000
Нагрузка по газу, м³/с, при давлении, МПа:					
1,6	2	2	2	2	2
0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Вместимость аппарата, м³	25	32	32	50	100

¹ Каплеуловитель выносного типа.

Таблица XI.7

Основные параметры нефтегазосепараторов типа НГС¹

Параметр	Условная производительность сепаратора по жидкости, м³/сут				
	2000	5000	10 000	20 000	30 000
Нагрузка по газу, м³/с, при давлении, МПа:					
1,6	2	2	1,67	1,5	1,5
0,6	1,25	1,42	1,0	0,83	0,83
Вместимость аппарата, м³	8	14	28	56	80

¹ Каплеуловитель встроенный.

На эффективность работы нефтегазовых сепараторов влияют свойства нефти. Например, в зависимости от пенности нефти время пребывания газонефтяной смеси для обеспечения разделения газовой и жидкой фаз колеблется от 1,5 до 25 мин и более. С другой стороны, эффективность работы сепарационного узла определяется допустимым коэффициентом уноса капельной жидкости газовым потоком и, как следствие, допустимой скоростью набегания газа на сетчатый каплеотбойник.

Обезвоживание продукции

Процесс обезвоживания добываемой из недр продукции скважин включает следующие стадии:

разрушение бронирующих оболочек на каплях воды с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и тепловой обработки,

укрупнение капель за счет их слияния, разделение (отстаивание) фаз.

Обезвоживание нефти завершается, как правило, в гравитационных отстойниках. Одна из принципиальных схем осуществления такого процесса показана на рис. XI.14.

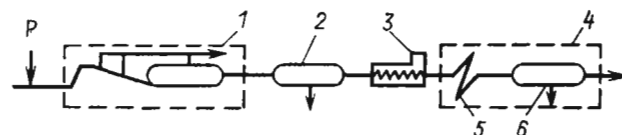


Рис. XI.14. Технологическая схема обезвоживания нефти:

1 — газосепарационный узел; 2 — отстойник предварительного сброса воды; 3 — печь подогрева; 4 — узел обезвоживания нефти; 5 — каплеобразователь; 6 — гравитационный сепаратор-отстойник водонефтяной эмульсии

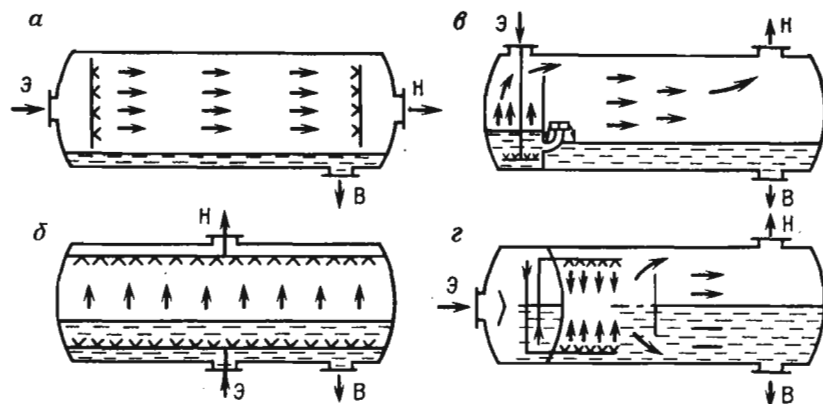


Рис. XI.15. Принципиальные технологические схемы отстойных аппаратов (направление потоков показано стрелками).

Потоки:

а — горизонтальный (вдоль аппарата); б — вертикальный с промывкой эмульсии сквозь слой дренажной воды; в — горизонтальный с вводом эмульсии под слой воды; г — горизонтальный с предварительным разделением на два в первой изолированной секции и организацией встречного движения во второй для увеличения вероятности коалесценции капель воды и последующего перехода их в дренажную воду в отстойной секции

До газосепарационного узла в поток вводят ПАВ (регент-деэмульгатор) для разрушения прочности оболочек на каплях воды в нефти и облегчения их последующего слияния в газосепарационном узле и отстойнике предварительного сброса воды. При сравнительно большой обводненности газожидкостный поток в частично расслоенном виде попадает из газосепарационного узла в отстойник 2, откуда сбрасывается дренажная вода в систему водоподготовки. На выходе из этого отстойника обводненность водонефтяной эмульсии, как правило, не превышает 15—25 %. В печах 3 она нагревается до температуры 60—70 °С и поступает в каплеобразователь (укрупнитель капель) 5, например трубчатого типа.

Каплеобразователь (гидродинамический коалесцетор) предназначен для завершения разрушения бронирующих оболочек на глобулах пластовой воды, слияния их и частичного расслаивания потока на нефть и воду перед поступлением в гравитационный отстойник 6. Технологические схемы гравитационных отстойников различного типа показаны на рис. XI.15.

Обессоливание нефти

Во многих случаях технология подготовки добываемой продукции на промыслах такова, что после ступени обезвоживания нефть удовлетворяет нормам группы I по содержанию остаточной воды (см. табл. XI.5). Однако иногда минерализация и состав попутной пластовой воды таковы, что содержание

хлористых солей превышает допустимые нормы. Поэтому требуется дополнительная технологическая операция — обессоливание, т. е. удаление избыточного количества хлористых солей из товарной продукции, например промывкой ее пресной водой. Технологическая схема ступени обессоливания показана на рис. XI.16.

Нефть после ступени обезвоживания I нагревается в теплообменнике 1 и смешивается с промывочной пресной водой IV в количестве 5—10 % от массы обрабатываемой продукции. Перед этим в ее поток вводят поверхностно-активное вещество — деэмульгатор II и (если в нефти содержатся неорганические кислоты) щелочь или соду III. Пресная вода диспергируется в нагретой нефти до поступления в электродегидратор 2, в котором под действием электрического поля происходит слияние капель соленой и пресной воды. В результате укрупнения капли быстро оседают и переходят в водную фазу, которая направляется затем в нефтеотделитель 3 для дополнительного отстоя. Уловленная в нефтеотделителе нефть с оборотной водой VII возвращается на прием электродегидратора, а дренажная вода VI сбрасывается в систему подготовки для поддержания пластового давления (ППД). Обессоленная нефть из электродегидратора V направляется на следующую ступень — стабилизацию.

Схема обессоливания нефти показана на рис. XI.17. При пониженной минерализации дренажных вод можно сэкономить расход Q_w^* пресной промывочной воды:

$$Q_w^* = QB \left[\frac{B_T}{B} \left(\frac{S}{S_T} - 1 \right) \right], \quad (XI.10)$$

где Q — расход промываемой продукции, м³/сут; B — обводненность промываемой продукции; B_T — обводненность промытой товарной нефти; S , S_T — содержание хлористых солей соответственно в промываемой и промытой продукции, кг/м³.

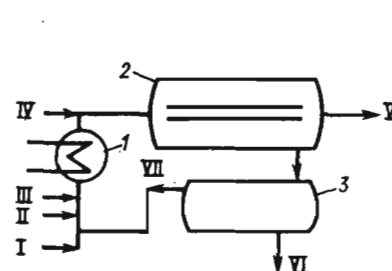


Рис. XI.16. Принципиальная технологическая схема ступени обессоливания нефти

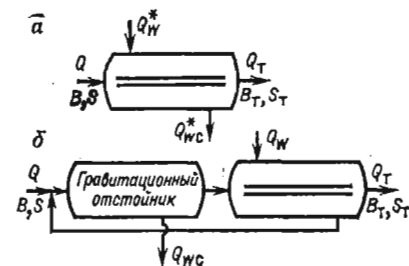


Рис. XI.17. Схема обессоливания нефти:

а — без использования дренажных вод; б — с использованием циркуляции дренажных вод для предварительного обессоливания

Экономия расхода пресной воды ΔQ_w при обессоливании по схеме на рис. XI.17, б составит

$$\Delta Q_w = Q_w^* - Q_w = QB_T \left(\frac{S}{S_T} - \frac{1-B}{1-B_T} \right) \left(1 - \frac{S_T}{S_w B_T} \right), \quad (XI.11)$$

где Q_w — расход пресной воды для промывки Q продукции с циркуляцией части дренажных вод после электродегидратора, м³/сут; S_{wc} — содержание хлористых солей в дренажной воде, сбрасываемой на ступень водоподготовки, кг/м³.

Стабилизация нефти и подготовка нефтяного газа

Один из завершающих этапов в подготовке нефти — стабилизация ее, т. е. снижение давления насыщенного пара на конечной ступени сепарации до нормы (см. табл. XI.5) для предотвращения потерь легких фракций нефти в результате испарения.

Как показывает теория и практика, разгазирование пластовой нефти в процессе ее подготовки до товарных кондиций наиболее целесообразно осуществлять в несколько ступеней.

По данным Н. С. Маринина и Г. С. Савватеева, в табл. XI.8 приведены результаты расчетов потенциального увеличения выхода товарной нефти при ступенчатом разгазировании по сравнению с однократным.

На рис. XI.18 показаны типичные зависимости массовой доли выхода нефти от числа ступеней сепарации и плотности нефти. Техно-экономический анализ показывает, что оптимальное число ступеней разгазирования пластовой нефти, как правило, не превышает трех.

Ограничение на минимальное давление насыщенных паров товарной нефти обуславливает необходимость применения на некоторых месторождениях вакуумной или горячей сепарации на последней стабилизационной ступени. Отсутствие оборудования по утилизации газа низкого давления приводит к большим потерям газообразных продуктов сепарации последней ступени.

Технология подготовки и утилизации нефтяного газа в принципе не отличается от подготовки газа газоконденсатных месторождений и подробно изложена в гл. XII. Рекомендации по выбору схем подготовки газа к транспорту без потерь жидких углеводородов даны в табл. XI.9.

Связь физико-химических свойств нефтей с параметрами и схемами подготовки нефтяного газа выражается через параметр K_n :

$$K_n = \frac{C_3}{C_1 + C_2 + N_2}, \quad (XI.12)$$

где C_1 , C_2 , C_3 , N_2 — массовые доли в пластовой нефти соответственно метана, этана, пропана и азота.

Таблица XI.8

Расчетные данные потенциального увеличения выхода товарной нефти

Месторождение	Давление насыщенных паров нефти при однократном разгазировании, кПа	Выход товарной нефти из 1 т пластовой, кг/т		Приращение массовой доли выхода нефти, %
		при однократном разгазировании	при многоступенчатом (оптимальном) разгазировании	
Федоровское	39	871,0	916,1	5,2
Самотлорское	45	896,5	940,0	4,8
Мамонтовское	38	938,0	972,7	3,7
Усть-Балыкское	36	947,9	980,8	3,5

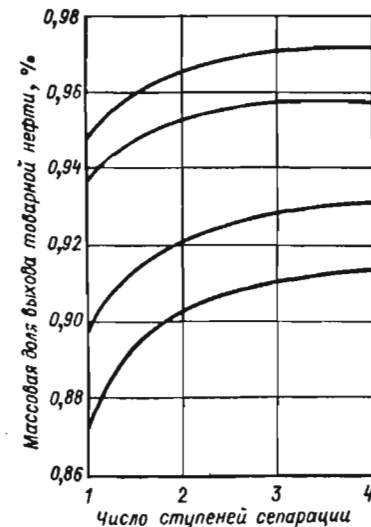


Рис. XI.18. Типичные зависимости массовой доли выхода товарной нефти из пластовой от числа ступеней сепарации и плотности нефти (чем меньше плотность, тем ниже график)

При $K_n = 0,8$ и выше рекомендуется низкотемпературная конденсация газов всех ступеней сепарации с возвратом конденсата в товарную нефть.

Таблица XI.9

Рекомендации по выбору схем подготовки газа с воздушным охлаждением газов конечных ступеней до 30 °С

Значение пара- метра. $K_{п}$	Выпадение конденсата в газопроводе			
	допускается		не допускается	
	Газ первой ступени сепарации			
	не подготавливается		охлаждается до температуры -5°C	
	Возврат конденсата газов конечных ступеней в нефть			
	перед I ступенью		товарную	
0,2	Возможен	Рекомендуется	Возможен	Рекомендуется
0,4				
0,6	Рекомендуется	Не рекомен-	Рекомендуется	Не рекомен-
0,7		дуется		дуется

Вместе с нефтью на поверхность извлекается огромное количество минерализованных пластовых вод, которые отделяются в процессе деэмульсации нефти и образуют основную долю нефтепромысловых сточных вод. Эти воды, как правило, после соответствующей подготовки используются при заводнении нефтяных залежей для поддержания пластового давления.

Физико-химические свойства нефтепромысловых сточных вод отличаются большим разнообразием, обусловленным различием свойств месторождений, технологий воздействия на залежи, процессов подготовки нефти и воды. Требования к качеству дренажных вод для системы ППД определяются фильтрационными свойствами продуктивных пластов (табл. XI.10).

Как правило, во время подготовки нефтепромысловых сточных вод применяют отстойный принцип с помощью отстойников, эксплуатирующихся под давлением. Если добыча воды более 10 000 м³/сут, используют вертикальные стальные резервуары. Для повышения качества очистки сточных вод применяют различные аппараты и устройства (коалесцирующие фильтры, мультигидроциклоны и др.), а для интенсификации очистки и повышения качества очищенных дренажных вод — флотацию с помощью нефтяного газа.

При подготовке нефтепромысловых сточных вод необходимо учитывать химическую и микробиологическую совместимость закачиваемой и пластовой вод, химическую стабильность и коррозионную активность нагнетаемой воды.

Таблица XI.10

Требования к качеству нефтепромысловых сточных вод, используемых в системе ППД

Тип коллектора	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Коэффициент трещиноватости	Содержание в закачиваемой воде (не более), г/м ³	
			нефти	механических примесей
Поровотрещинный	≤0,35	2÷6,5	15	15
	>0,35	<2	30	30
Трещиннопоровый	≤0,60	3,5÷3,6	40	40
	>0,60	<3,6	50	50

§ 1. СИСТЕМЫ СБОРА

В зависимости от ряда факторов число скважин и их размещение на разрабатываемых газовых месторождениях бывают различными. На это влияют климатические условия, орография района, запасы газа, его состав, режим эксплуатации скважин и др. Системы сбора газа и его компонентов бывают разными.

В начальный период развития газовой промышленности применяли линейные системы. Суть их состоит в том, что к коллектору, проложенному вдоль залежи, подключаются все скважины. Предварительная подготовка газа осуществляется непосредственно около скважины в сепараторах. Это простые, но неудобные и ненадежные системы.

В кольцевых системах коллектор закольцован. Это несколько повышает надежность сбора газа.

В лучевой системе каждая скважина имеет свой канал и продукция направляется на пункт сбора и подготовки газа. Такие системы надежны, легко управляются и автоматизируются, однако они дороги, а для крупных залежей и вовсе не подходят, так как длина шлейфов значительная.

Наиболее распространена групповая система, по которой все сооружения по подготовке газа расположены на групповом сборном пункте (ГСП). Продукция скважин направляется на газосборный пункт по отдельным трубопроводам, называемым шлейфами.

На рис. XII.1 показана схема групповой системы сбора газа. Газ от 10—30 скважин по лучевым шлейфам направляется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Число УКПГ различно. В зависимости от размеров залежи и запасов газа их может быть от 1—2 до 15—20 и даже больше.

В некоторых случаях к одному шлейфу подключают две, три и даже шесть скважин, образующих так называемый куст — группу близко расположенных скважин (70—80 м). Такой способ заметно сокращает затраты на бурение, коммуникации, обслуживание.

При централизованной системе сбора газа продукция скважин по индивидуальным линиям или сборному

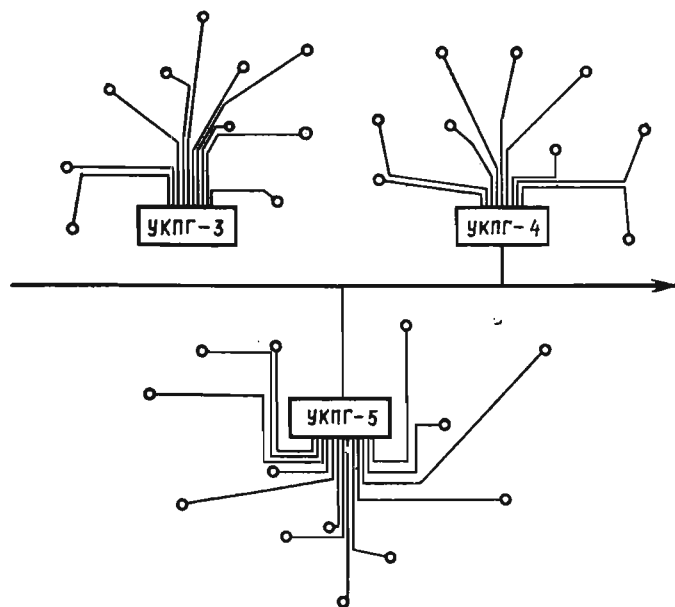


Рис. XII.1. Схема групповой системы сбора газа

коллектору поступает к единому сборному пункту, где осуществляется полная подготовка газа, который далее направляется к потребителю.

При децентрализованной системе сбора газа в отличие от централизованной предполагается дополнительная обработка его перед нагнетанием в магистраль на головных сооружениях.

Децентрализованная система типична для природных газов, содержащих сероводород, меркаптаны и много конденсата.

§ 2. ПОДГОТОВКА ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

Предусмотренные ОСТ 51.40—83 свойства газа могут быть получены различными способами. Выбор их предполагает учет конкретных условий и стремление осуществить подготовку с наименьшими затратами средств в течение всего срока разработки месторождения с заданной степенью надежности.

На рис. XII.2 показана схема установки комплексной подготовки бессернистого газа с незначительным содержанием тяжелых углеводородов и различных примесей. Газ от группы скважин — куста 1 по коллектору 2 поступает на пункт подключения 3, затем на УКПГ 4. Очищенный и осушенный газ,

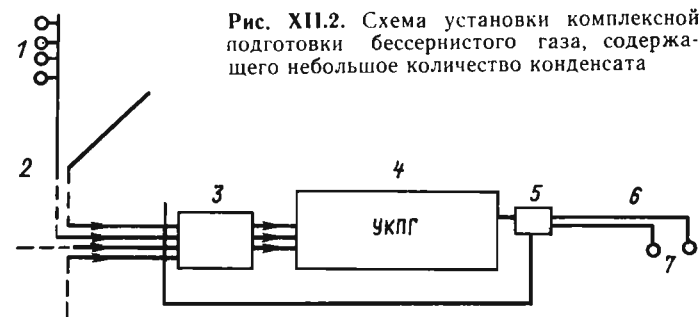


Рис. XII.2. Схема установки комплексной подготовки бессернистого газа, содержащего небольшое количество конденсата

пройдя пункт измерений расхода и давлений 5, по двум соединительным трубопроводам 6 направляется в промышленный коллектор 7.

На рис. XII.3 показана схема одной технологической нитки УКПГ. Таких ниток может быть несколько. Все они однотипные и работают параллельно. Газ из пункта подключения направляется в сепаратор 1, где очищается от капельной воды, углеводородного конденсата и твердых примесей. Чистый и холодный газ при давлении 5,6 или 7,5 МПа поступает в абсорбер 2, где освобождается от паров воды, которые поглощаются в колонне стекающим сверху по тарелкам раствором диэтиленгликоля (ДЭГ). Насыщенный водой раствор ДЭГ (концентрация 93—98 %) поступает на регенерацию в колонну 3, предварительно пройдя теплообменник 4. Высокая температура в колонне 3 поддерживается с помощью парового подогревателя 5. Выделившиеся из диэтиленгликоля пары воды охлаждаются в холодильнике 6, конденсируются и направляются в емкость 7. Конденсат частично сливается в

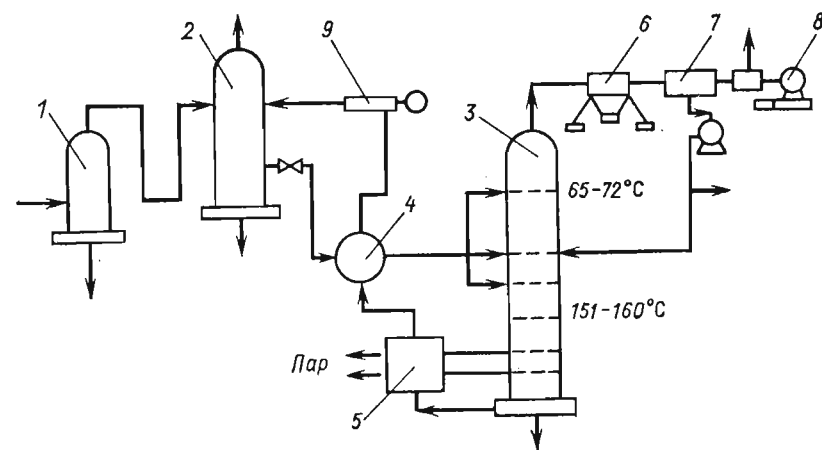


Рис. XII.3. Схема технологической нитки УКПГ

канализацию, а частично возвращается в колонну для охлаждения ее верхней части и улавливания таким образом паров диэтиленгликоля. Для поддержания вакуума в колонне 3 предусмотрен насос 8.

Горячий обезвоженный с концентрацией 95—99,5 % ДЭГ, пройдя теплообменник 4, с помощью плунжерного насоса 9 нагнетается в абсорбер 2. Процесс полностью автоматизирован.

Иногда для осушки газа используют твердые поглотители влаги — адсорбенты (силикагель, реже активированная окись алюминия и природные цеолиты).

Если состав газа сложный, то после УКПГ его направляют на газохимический комплекс — группу технологических установок, позволяющих получать сероводород, элементарную серу, пропан, бутан, пентан и более высококипящие углеводороды, а иногда меркаптаны, гелий и углекислоту.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений основное внимание уделяют выделению из продукции скважин конденсата — тяжелых углеводородов (в основном пентана и более высококипящих), которые при стандартных условиях находятся в жидком состоянии.

Существуют разные способы решения этой задачи.

В нашей стране широко распространен метод низкотемпературной сепарации (НТС), основанный на конденсации паров вещества с понижением их температуры. Температуру газа можно понизить разными способами. На рис. XII.4 показана простейшая схема НТС, используемая при небольшом содержании конденсата в газе (менее 100 г/м³), относительно высоком давлении (10—20 МПа) и небольшой температуре (до 50—60 °С).

Газ из скважины по вводу 1 поступает в сепаратор первой ступени 2. Здесь из газа выделяются механические примеси и жидкая фаза. Предварительно очищенный газ направляется в теплообменник 3, где охлаждается встречным потоком холодного газа до температуры 5—10 °С. Пройдя штуцер 4, газ охлаждается за счет дросселирования до температуры, которая зависит от перепада давления.

В поток газа перед теплообменником 3 вводят диэтиленгликоль для предотвращения гидратообразования после штуцера. В сепараторе второй ступени 5 из газа выделяются вода с ДЭГом и углеводородный конденсат. Чистый газ отдает свой «холод» встречному потоку и направляется в коллектор или в магистральный газопровод. Жидкость, выделившаяся в сепараторе первой ступени 2, поступает в отстойник 6, затем — в разделительную емкость 7, из которой конденсат направляется на установку стабилизации 8, а вода — в канализацию.

Из сепаратора 5 второй ступени конденсат и насыщенный раствор ДЭГ через регулятор уровня РУ проходят отстойник 9 и поступают в разделительную емкость 10. Конденсат на-

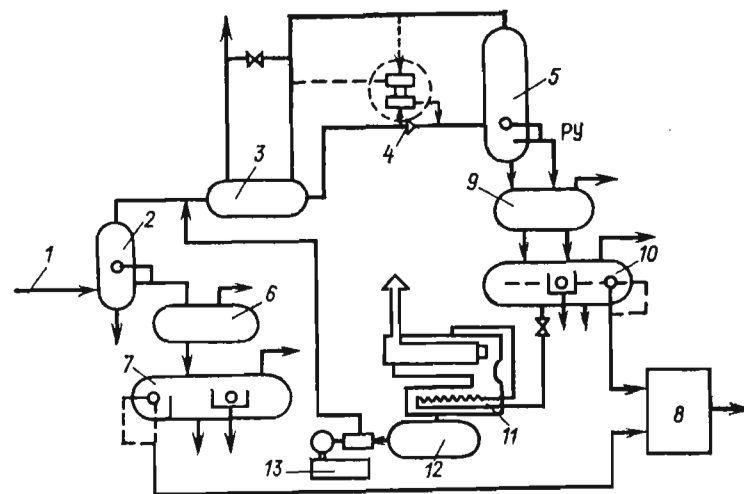


Рис. XII.4. Простейшая схема низкотемпературной сепарации

правляется на стабилизацию, а раствор ДЭГ на регенерацию в установку 11 и далее сливается в емкость 12, откуда насосом 13 нагнетается в линию очистки газа.

Конденсат и раствор ДЭГ насыщены газом. Для его удаления емкости подсоединены к газовым линиям низкого давления (на рис. XII.4 они не указаны). Газ дегазации используется на технологические нужды. Нижняя часть емкостей и сепараторов периодически освобождается от осевшей в них грязи через сливные патрубки и продувочные линии.

При низких температурах воздуха жидкость, скапливающаяся в сепараторах и разделительных емкостях, может замерзнуть. Поэтому в этих емкостях предусмотрен паровой подогреватель, позволяющий повысить температуру смеси до 25—30 °С. В этом случае также разрушается конденсатогликолевая эмульсия и улучшаются условия разделения смеси. Минимальное время ее разделения составляет около 30 мин. Поэтому вместимость разделительной емкости составляет 20—30 м³ и более.

Штуцер, применяемый для охлаждения газа в системах НТС, — простое, но малоэффективное приспособление, поскольку расширение газа в нем происходит без совершения внешней работы и газ охлаждается в незначительной степени. Для упрощенных расчетов можно принять, что

$$\Delta t = D_i (p_1 - p_2). \quad (\text{XII.1})$$

Здесь Δt — изменение температуры газа при изменении давления на штуцере от p_1 до p_2 , МПа; D_i — интегральный эффект Джоуля—Томсона, °С/МПа (в среднем $D_i = 2,5—3,5$ °С/МПа).

Штуцер в системах НТС применяют в тех случаях, когда давление в залежи достаточно высокое.

По мере снижения пластового давления в результате истощения штуцер не обеспечивает нужного снижения температуры. В этом случае используют турбодетандер — агрегат, состоящий из турбины и центробежного компрессора, посаженных на один вал (рис. XII.5). Газ, поступая на турбину 2, вращает ее. При этом он совершает работу и заметно охлаждается. Пройдя сепаратор 5 (см. рис. XII.4), газ возвращается в турбодетандер, но уже в компрессор 1, где сжимается почти до первоначального давления за счет энергии турбины. Охлаждение газа в турбодетандере примерно в 5—8 раз сильнее, чем в штуцере. Температуру охлаждения можно определить по формуле адиабатического расширения.

В простейшем случае

$$T = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (\text{XII.2})$$

Здесь T — абсолютная искомая температура, °С; T_1 — абсолютная температура газа при давлении p_1 на входе в турбину, °С; p_2 — давление после турбины; k — показатель адиабаты, для природного газа равный приблизительно 1,3.

Если давление в залежи невелико и работа турбодетандера затруднена, для охлаждения газа можно использовать холодильную установку, принципиальная схема которой показана на рис. XII.6. Она состоит из четырех основных узлов:

- испарителя 1, в котором газ охлаждается, проходя по трубам, помещенным в кипящую жидкость (чаще всего пропан);
- компрессора 4, сжимающего пары пропана;
- холодильника 3, в котором пары пропана охлаждаются водой и конденсируются;

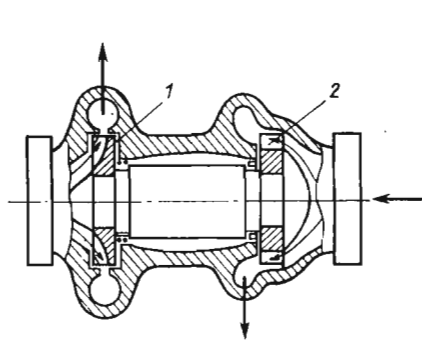


Рис. XII.5. Схема турбодетандера

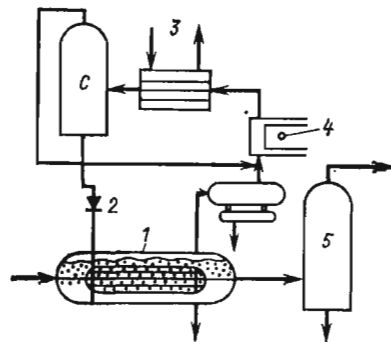


Рис. XII.6. Принципиальная схема холодильной установки

сепаратора 5, где отделяется жидкий пропан, который через дроссель 2 направляется в испаритель.

Турбодетандер имеет небольшие размеры (его диаметр составляет около 500 мм) и требует малых капиталовложений. Но для его работы необходимы относительно чистый газ, высокое давление и некоторый его перепад.

Холодильные машины значительно более громоздки и дороги, но эксплуатируются при любом давлении и практически без его потерь.

Основу расчета холодильных машин составляет баланс тепла, выражаемый зависимостью

$$Q_{гp}(t_1 + t_2)c_p = rW - Q_{потр}, \quad (\text{XII.3})$$

откуда

$$W = \frac{Q_{гp}(t_1 - t_2)c_p - Q_{потр}}{r} \quad (\text{XII.4})$$

Здесь $Q_{гp}$ — расход газа, м³/с; ρ — плотность охлаждаемого газа, кг/м³; $t_1 - t_2$ — требуемое изменение температуры газа, °С; c_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении Дж/(кг·°С), r — теплота парообразования, Дж/кг; W — расход хладагента, кг/с; $Q_{пот}$ — потери тепла в установке, Дж/с.

Абсорбционные и адсорбционные методы извлечения из газа конденсата

Такие методы наиболее эффективны при подготовке газа к транспорту. При этом из газа извлекается максимальное количество жидких углеводородов и обеспечивается надежность транспорта газа (без выпадения конденсата по трассе газопровода).

Абсорбционный метод основан на способности минеральных масел поглощать из природного газа преимущественно тяжелые углеводороды и отдавать их при нагревании. В качестве поглотителя используют соляровое масло, керосин, лигроин и более тяжелые фракции самого добываемого конденсата.

В первой поглотительной колонне газ,двигающийся кверху, орошается стекающим по тарелкам абсорбентом, отдает ему тяжелые углеводороды и направляется по назначению. Насыщенный абсорбент поступает через теплообменник в десорбер, где из него выпариваются поглощенные углеводороды. Восстановленное масло, отдавшее тепло в теплообменниках и холодильниках, с помощью насоса возвращается в поглотительную колонну. Пары тяжелых углеводородов улавливаются в верхней части десорбера, конденсируются и направляются на дальнейшую переработку. Часть конденсата возвращается в колонну для улавливания и осаждения паров поглотителя.

Абсорбционные установки, полностью автоматизированные, обеспечивают достаточно полное извлечение конденсата из природного газа.

Адсорбционный метод основан на избирательном свойстве твердых пористых веществ (адсорбентов) поглощать газы. С помощью адсорбционных установок кроме осушки газа улавливают конденсат углеводородов.

В качестве адсорбентов используют активированный уголь, изготовленный из твердых пород дерева и из косточек плодов некоторых фруктовых деревьев.

Адсорбционные методы извлечения конденсата отличаются прерывистостью процесса. Эти методы обеспечивают глубокое извлечение тяжелых углеводородов и примесей газа, например сероводорода.

При осушке газа твердыми поглотителями одновременно улавливаются пары тяжелых углеводородов, что затрудняет работу установки.

Применяют комбинированные системы, в которых одновременно происходят два процесса: осушка газа и выделение конденсата.

Сепарация газа

Для сепарации газа — отделения жидких и твердых частиц от газа — применяют сепараторы разнообразных конструкций. По принципу действия они подразделены на четыре группы: гравитационные, инерционные, адгезионные и смешанные.

1. Гравитационные сепараторы. В них отделение примесей происходит под действием силы тяжести. Конструктивно они представляют собой сосуды большего, чем трубопровод, диаметра, в которых скорость восходящего потока газа достаточно мала ($0,08—0,15$ м/с), для того чтобы более тяжелые частицы успевали осесть на дно, откуда их периодически удаляют через продувочные линии.

2. Инерционные сепараторы основаны на различии сил инерции разделяемых веществ. Более тяжелые, чем газ, частицы прижимаются к стенкам сосуда или к другим поверхностям и по ним стекают на дно. Типичный представитель такого сепаратора — циклонный.

3. Адгезионные сепараторы основаны на способности жидких и смоченных твердых частиц прилипать к поверхности твердых тел. В связи с этим струя очищаемого газа направляется на специальную насадку. Жидкость и твердые частицы стекают с них в нижнюю часть сепаратора, откуда периодически удаляются.

4. Сепараторы смешанного типа (рис. XII.7). В них для отделения примесей используют разные способы очистки. К этим сепараторам относится и циклонный сепаратор с ко-

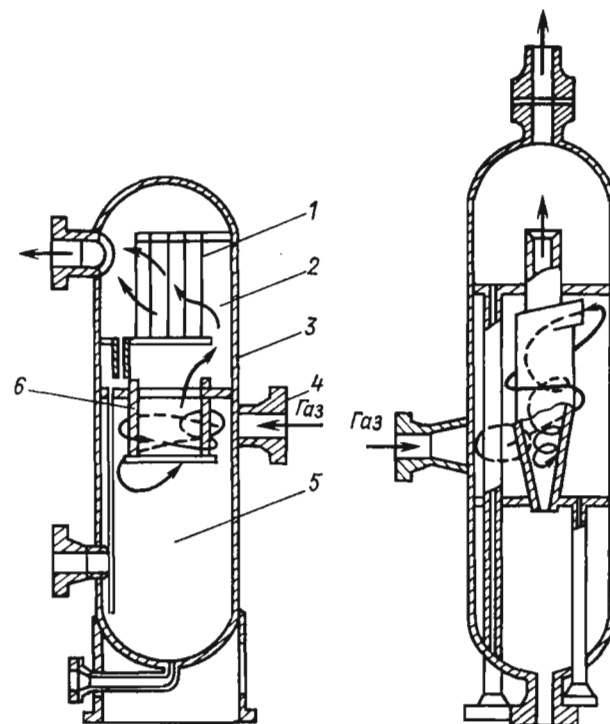


Рис. XII.7. Схема комбинированного сепаратора

Рис. XII.8. Конструкция циклонного сепаратора с кожухом

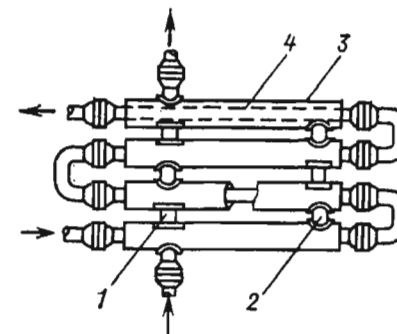


Рис. XII.9. Теплообменник типа труба в трубе:

1 и 2 — патрубki соответственно опорный и соединительный; 3—4 — трубы соответственно внешняя и внутренняя

жухом (рис. XII.8), в котором первичная очистка газа происходит в осадительной камере, расположенной между кожухом и собственно циклоном, а более тонкая — в циклоне. В верхней части аппарата предусмотрена дополнительная камера для улавливания жидкости, текущей по стенкам центральной трубы в направлении потока газа.

В некоторых случаях применяют мультициклоны — сепараторы, в которых смонтировано до нескольких десятков циклонов.

Конструктивно сепараторы выполняют горизонтальными и вертикальными, цилиндрическими и шаровыми. На рис. XII.7 показан вертикальный комбинированный сепаратор. Очищаемый газ по специальному вводу 4, врезанному по касательной к поверхности корпуса 3 сепаратора, направляется в среднюю секцию 5 аппарата. Поток приобретает вращательное движение, более тяжелые частицы прижимаются к стенкам сосуда и стекают вниз. Далее газ через круговой зазор направляющего цилиндра 6 поступает в центральную, осадительную камеру, работающую по гравитационному принципу. В верхней части сосуда 2 расположена жалюзийная насадка 1, задерживающая неосевшие микрочастицы воды и конденсата. На практике широко применяют вертикальные сепараторы.

Режим эксплуатации сепараторов характеризуется двумя основными показателями — коэффициентом эффективности сепарации $\mathcal{E}$ и коэффициентом уноса жидкости K_y :

$$\mathcal{E} = \frac{G'_ж - G''_ж}{G'_ж}; \quad (XII.5)$$

$$K_y = \frac{G'_ж}{G_r + G'_ж}. \quad (XII.6)$$

Здесь $G'_ж$ и $G''_ж$ — масса жидкости соответственно на входе в сепаратор и на выходе, кг; G_r — расход массы газа, кг. Коэффициент эффективности составляет 98—90 %, а коэффициент уноса 0,1—0,01 %.

Теплообменники и холодильники

В системах подготовки газа широко применяют теплообменники и холодильники двух типов: труба в трубе и кожухотрубчатые. Теплообменники типа труба в трубе (рис. XII.9) просты и надежны в работе, однако отличаются большой металлоемкостью и относительно малым к.п.д.

Кожухотрубчатые холодильники более эффективны, занимают меньше места, но дороги, часто засоряются и сложны в ремонте. Достоинства теплообменников определяются разностью температур входящего и выходящего потоков, а также потерями давления и металлоемкостью. Эти требования трудно совместить, поэтому теплообменники выбирают с учетом экономических соображений и удобств эксплуатации.

Так как процесс теплообмена сложен, расчеты ведут с рядом допущений. Основная задача состоит в определении потребной площади теплообмена F .

$$F = \frac{Q}{\Delta t K}. \quad (XII.7)$$

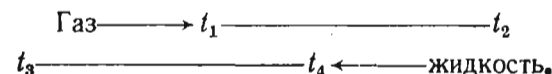
Здесь Q — количество вводимой или отводимой из теплообменника теплоты, Дж/с; Δt — средняя разность температур, °C; K — коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°C).

$$Q = Q_r + Q_k + Q_v,$$

где Q_r , Q_k , Q_v — количество теплоты, соответственно отданное сухим охлаждаемым газом; выделяемое при выпадении конденсата; выделяемое при конденсации паров воды.

Для обычного в теплообменниках противотока

$$\Delta t = \frac{(t_1 - t_3) - (t_2 - t_4)}{2,3 \lg \frac{t_1 - t_4}{t_2 - t_3}}; \quad (XII.8)$$



Для теплообменника типа труба в трубе

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{d_2 - d_1}{2\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \frac{2d_2}{d_1 + d_2}}. \quad (XII.9)$$

Здесь α_1 — коэффициент теплопередачи от нагревающей среды к стенке трубы, Вт/(м²·°C); d_2 — наружный диаметр трубы, м; d_1 — внутренний диаметр трубы, м; λ — коэффициент теплопроводности материала трубы, Вт/(м·°C); α_2 — коэффициент теплопередачи от стенки к нагреваемой среде.

§ 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОСБОРНЫХ СЕТЕЙ

Расчет системы сбора и подготовки газа состоит в определении взаимосвязи давления и расхода газа в различных точках при заданных исходных величинах — диаметрах труб, температурах и плотности газа, содержании жидкой фазы, конфигурации сети. При сопоставлении вариантов по приведенным затратам находят оптимальные соотношения.

Течение газа в трубах обычно считают изотермическим и установившимся.

Часто в потоке газа массовая доля жидкой фазы составляет 4 % и более. В этом случае для расчетов используют формулы двухфазных потоков. Если жидкости меньше, что обычно и наблюдается на практике, диаметр участка газопровода определяют по формуле

$$q = 1,2 \cdot 10^{-2} E D^{5/2} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\lambda \rho z T L}}. \quad (XII.10)$$

Здесь q — расход газа, м³/с; E — коэффициент, учитывающий содержание в газе жидкой фазы; D — внутренний диаметр

трубопровода, см; p_1, p_2 — давления в начале и конце расчетного участка, МПа; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; ρ — относительная плотность газа по воздуху; z — коэффициент сверхсжимаемости газа; T — абсолютная температура газа; L — длина участка газопровода, км. Напомним, что в газопроводах газ течет практически всегда при турбулентном режиме. В этом случае λ зависит только от относительной шероховатости труб ϵ . Ее можно установить по формуле Никуадзе:

$$\lambda = \frac{1}{(1,74 - 2 \lg \epsilon)^2}.$$

При скорости движения газа в трубе менее 15 м/с и неровной трассе газопровода

$$E = (1,06 + 0,233 \varphi^{0,32}/v)^{-1},$$

где φ — удельное содержание жидкости в газе, см³/м³; v — средняя скорость газа в трубопроводе, м/с.

Относительная плотность газа, его температура и коэффициент z изменяются незначительно. Поэтому приближенные расчеты можно вести по формуле, в которой принято, что $z = 0,85$; $T = 15$ °С; $\rho = 0,6$; $E = 1$, а $\lambda = 0,094 \sqrt[3]{D}$, тогда

$$q = 4,77 \cdot 10^{-4} D^{3/8} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{L}}. \quad (\text{XII.11})$$

Приведенные формулы справедливы для участков системы с постоянными диаметром и пропускной способностью газопровода.

Формулы (XII.10) и (XII.11) используют лишь для расчета участков сети газопровода.

Совместное решение уравнений, описывающих движение газа на участках, позволяет находить искомые величины для систем газопровода. Например, для коллектора с притоком газа (рис. XII.10, а) справедлива зависимость

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{\sum_{i=1}^n q_i^2 l_i}{2,28 \cdot 10^{-7} D^{16/3}}. \quad (\text{XII.12})$$

Здесь p_n, p_k — давление в коллекторе соответственно начальное и конечное, МПа; q_i — расход газа на i -м участке, м³/с; l_i — длина участка, км.

Для последовательных газопроводов с различными диаметрами на отдельных участках и постоянным расходом газа по всей системе (рис. XII.10, б) справедлива формула

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{q^2}{4,77 \cdot 10^{-4}} \sum_{i=1}^n \frac{l_i^2}{d_i^{16/3}}, \quad (\text{XII.13})$$

где l_i — длина участка с постоянным диаметром d_i .

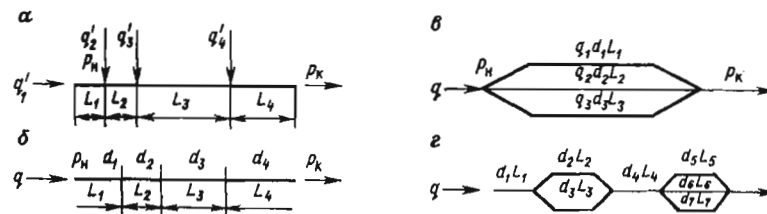


Рис. XII.10. Расчетная схема сложных газопроводов

Пропускную способность газопроводов, работающих параллельно, определяют суммированием подач каждого газопровода с помощью зависимостей (XII.10) и (XII.11) (рис. XII.10, в).

Газопроводы, состоящие из последовательных и параллельных участков (рис. XII.10, г), рассчитывают заменой их простыми эквивалентными. Эквивалентными называют газопроводы, пропускная способность которых и разность квадратов конечных давлений одинаковы с основной системой, имеют некоторый постоянный диаметр и отличную от протяженности системы длину. Одна из этих величин задается, другая рассчитывается.

$$q = 4,77 \cdot 10^{-4} C_3 \sqrt{p_1^2 - p_2^2}, \quad (\text{XII.14})$$

где

$$C_3 = d_3^{8/3} / \sqrt{l_3}. \quad (\text{XII.15})$$

Для последовательных газопроводов

$$\frac{1}{C_3} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{C_i}. \quad (\text{XII.16})$$

Для параллельных газопроводов

$$C_3 = \sum_{i=1}^n C_i. \quad (\text{XII.17})$$

Здесь C_3 и C_i — проводимость эквивалентного и составляющих серию участков сложного газопровода.

Любой сложный газопровод, состоящий из параллельных и последовательных участков, может быть представлен простым эквивалентным. Сначала заменяют параллельные участки эквивалентными участками газопровода, а затем последовательно соединенный газопровод приводят к одному простому эквивалентному:

§ 1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ ХРАНИЛИЩ

Современные системы газоснабжения — совокупность сложных, дорогих, размещенных на значительных расстояниях сооружений. Все они представляют собой технологически единый комплекс, эксплуатирующийся непрерывно и с полной нагрузкой.

Для системы снабжения городов и промышленных предприятий характерна неравномерность потребления газа. Это объясняется тем, что потребители расходуют его неравномерно по временам года, месяцам, неделям, суткам. Например, зимой газ расходуется всегда больше, чем летом; в дневное время, как правило, больше, чем ночью; в холодные и напряженные с точки зрения производства дни потребность в газе увеличивается по сравнению со среднегодовой в 5—10 и более раз. Для покрытия этой неравномерности сооружают хранилища, способные вместить летние избытки газа и выдать газ потребителям зимой или в непредвиденных ситуациях.

Типичное место расположения хранилища — район потребителя. Однако возможны случаи, когда хранилища целесообразно размещать в иных местах, например в центре крупного промышленного района или рядом с газоперерабатывающим заводом, с целью обеспечить его равномерную работу.

Существует много типов газохранилищ. Однако практически интерес представляют подземные хранилища, которые можно подразделить на два основных типа: 1) хранилища, сооруженные в пористых горных породах; 2) хранилища в полостях горных пород — шахтах, пещерах, рудниках, а также в отложениях каменной соли.

Пористые газохранилища, в свою очередь, подразделяются на те, которые созданы в истощенных газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождениях, и те, которые образованы закачкой газа в водонасыщенные пласты.

Исходя из технико-экономических соображений, основная масса газа (80—85 %) хранится в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях, 15—20 % хранится в водоносных пластах, на долю солянокаменных каверн приходится менее 1 %.

Что касается нефтяных пластов, то их использование вследствие ряда технологических затруднений носит эпизодический характер.

Вместимость хранилищ и извлекаемое количество газа

Для определения вместимости хранилища необходимо знать характер расхода газа потребителем. На рис. XIII.1 показан типичный график потребления газа в течение года.

Неравномерность потребления газа, обусловленная погодными условиями, не имеет известной закономерности, поэтому ее изображают в виде вероятных в течение месяца значений.

При хорошо сбалансированной системе газодобывающей и транспортной системы работают на постоянном режиме, обеспечивая среднегодовой расход газа $q_{сг}$. Расходы более $q_{сг}$ удовлетворяются за счет хранилища.

Расчетный объем газа, который ежегодно нагнетают в хранилище и отбирают в течение этого времени, называют активным. Этот объем можно определить по графику потребления газа.

Для расчетов обычно применяют следующие коэффициенты неравномерности потребления: сезонный $K_{сез}$; суточный $K_{сут}$; часовой $K_{ч}$:

$$K_{сез} = q_{см} / q_{сг}; \quad K_{сут} = q_{сг} / q_{см}; \quad K_{ч} = q_{ч} / q_{сг}.$$

Здесь $q_{см}$, $q_{сг}$, $q_{ч}$ — средний расход газа соответственно за месяц, сутки и час.

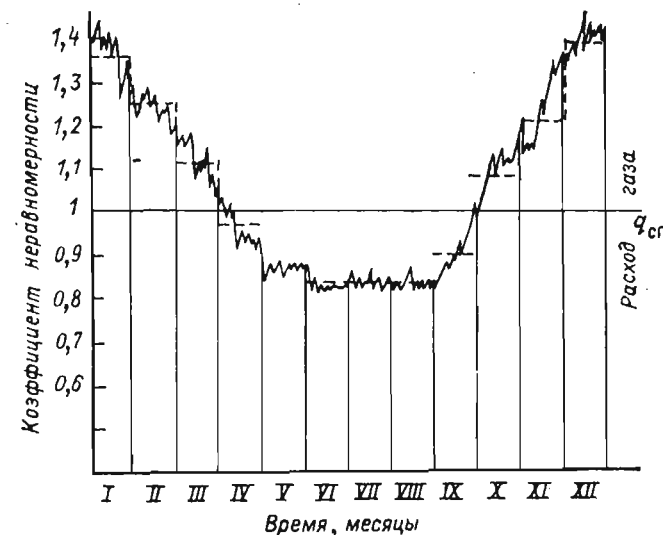


Рис. XIII.1. Типичный график потребления газа

Потребную активную вместимость хранилища Q_a можно найти как площадь, ограниченную ординатой среднегодового потребления газа и реальной кривой потребления в течение сезона. Q_a определяют и по коэффициентам неравномерности с помощью формулы

$$Q_a = \frac{Q_r}{12} \sum_{i=1}^n (K_{\text{сез}} - 1),$$

где Q_r — потребляемое количество газа за год; n — число коэффициентов, значение которых > 1 (обычно 5—6).

Значение Q_a обусловлено главным образом влиянием отопительной нагрузки и составляет около 10 % от годового расхода газа Q_r .

Сложней решить вопрос о необходимом расходе газа, извлекаемого из хранилища. В первом приближении можно принимать, что этот расход должен быть равен разности между расчетным потребным количеством газа в данный момент времени и средней за год подачей газа по транспортной системе. Следовательно, расходы газа по хранилищу будут носить вероятностный характер, но подсчитать их, имея график газопотребления, нетрудно. Однако обеспечение пиковых расходов предполагает значительные капиталовложения в обустройство хранилища при кратковременности использования мощностей, что невыгодно. Кроме того, часть пиковой нагрузки может быть покрыта за счет самой газотранспортной системы использованием заводов искусственного газа и т. д. Многое зависит и от геологических характеристик хранилища.

Если скважины высокодебитные, пласт-коллектор устойчив, а пластовая вода к скважинам при отборе газа не подходит, расходы газа по хранилищу могут быть близкими к необходимым по графику. В противном случае они бывают небольшими.

Реально расход газа по хранилищу устанавливают с учетом многих обстоятельств и он составляет от 1,5 до 3—4 средних за сезон величин.

§ 2. ХРАНЕНИЕ ГАЗА В ИСТОЩЕННЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖАХ

Различие между залежью газа и хранилищем состоит главным образом в том, что из залежи газ только отбирается, подземные же хранилища эксплуатируются циклически. Полгода газ в них закачивается, полгода отбирается. Иногда хранилища покрывают недельные и даже суточные колебания спроса на газ, но это нетипично.

На рис. XIII.2 показана типичная схема обустройства хранилища. Газ из магистрального газопровода 1 по трубопроводу 2 поступает на компрессорную станцию 3. Здесь он очи-

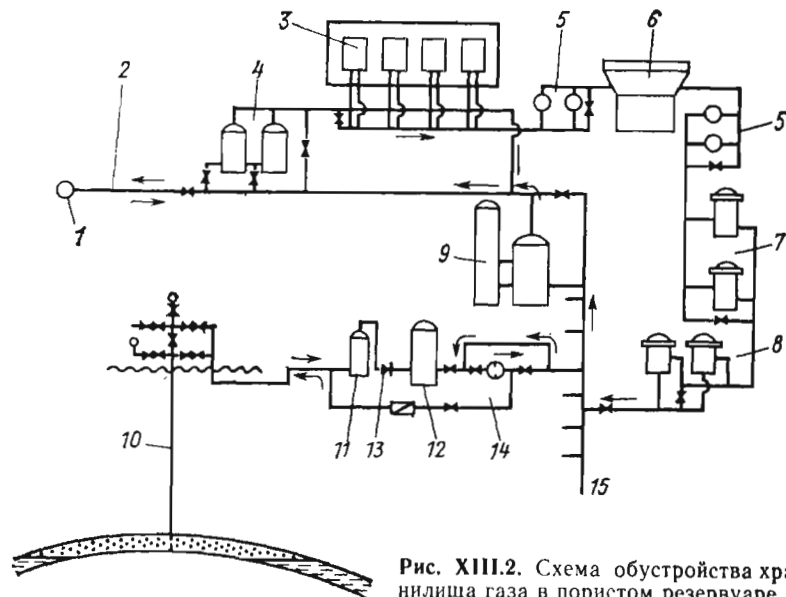


Рис. XIII.2. Схема обустройства хранилища газа в пористом резервуаре

щается в пылеуловителях 4 и сжимается до необходимого давления. При этом газ загрязняется компрессорным маслом и нагревается до 80—120 °С. Перед закачкой в хранилище его очищают и охлаждают в сепараторах 5, градирне 6, угольных адсорберах 7 и фильтрах 8.

Подготовленный для нагнетания газ через газораспределительный пункт (ГРП) направляется в скважины 10. При отборе газ из скважин по индивидуальным шлейфам поступает на ГРП, где очищается от воды, породы и конденсата в сепараторах 11 и 12, проходит через штуцер 13 и расходомер 14 и по коллектору 15 поступает на установку осушки 9. Затем газ подается в магистральный газопровод или на прием компрессорной станции, если давление его недостаточно велико для подачи из хранилища в систему газоснабжения.

Нагнетаемое и отбираемое количества газа можно выполнить по формулам, используемым при проектировании и разработке газовых месторождений (расход газа в них принимают со знаком + во время отбора газа и со знаком — во время закачки). Пластовая вода внедряется в хранилище при пониженном в нем давлении, а может и оттесняться, если давление в нем выше начального пластового. Для расчета циклической работы хранилища предусмотрены формулы (здесь не приведены).

Активная вместимость хранилища при газовом режиме может быть выражена балансовой зависимостью

$$Q_a = \Omega \frac{T_{ст}}{T_{пл} P_{ст}} \left(\frac{p_{max}}{z_{max}} - \frac{p_{min}}{z_{min}} \right), \quad (XIII.1)$$

где Ω — объем газонасыщенного порового пространства; p_{max} и p_{min} — наибольшее и наименьшее средневзвешенное давление в хранилище; z — коэффициент сжимаемости газа.

Если режим водонапорный, то в формулу (XIII.1) вводят коэффициент λ , характеризующий степень подвижности пластовых вод. За поровый объем хранилища принимают среднее его значение за год:

$$Q_a = \Omega_{cp} \lambda \frac{T_{ст}}{T_{пл} P_{ст}} \left(\frac{p_{max}}{z_{max}} - \frac{p_{min}}{z_{min}} \right). \quad (XIII.2)$$

Значение λ колеблется от 1 до 2—3. При грубых расчетах этот коэффициент принимают приближенно.

Если пласт-коллектор имеет те же фильтрационно-емкостные параметры, что и газоносная область, а его толщина близка к толщине газонасыщенной части, то λ можно принять равным 1,05—1,1. Если же гидропроводность водоносной области хранилища заметно выше, чем газонасыщенной, например за счет толщины, то λ сильно возрастает, коэффициент λ принимают равным 1,5—2 и даже 3.

Несмотря на принципиальную простоту превращения истощенной залежи в хранилище, реально при этом часто возникают серьезные затруднения. Во-первых, газовая залежь может быть расположена не там, где необходимо хранилище. Во-вторых, оборудование залежи может быть старым и непригодным для эксплуатации и все приходится строить заново, в том числе и бурить скважины, что связано не только с дополнительными затратами, но и с ликвидацией старых скважин, которые могут быть каналами перетоков и утечек газа. В-третьих, залежь может оказаться слишком большой.

Во всяком хранилище следует предусматривать так называемый буферный объем газа. Этот газ никогда из хранилища не извлекают. Он необходим для обеспечения притока газа к скважинам и дальнейшего его движения хотя бы до КС. Кроме того, буферный объем газа позволяет сдерживать поступление в хранилище пластовой воды. Расчет показывает, что из технологико-экономических соображений буферный объем газа примерно равен активному.

Если же залежь велика, то буферный объем созданного в ней хранилища будет значительно больше этой величины и хранилище окажется очень дорогим. Если такой объем уменьшить, то снизится давление, потребуется большое число скважин или значительная мощность КС. Кроме того, в пласт начнет внедряться вода и скважины станут выходить из строя. Имеются и другие, не менее важные обстоятельства. Таким образом, при сооружении хранилища газа в истощенной залежи необходимы предварительные исследования и расчеты.

§ 3. ХРАНЕНИЕ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ

Хранилища газа в водоносных пластах сооружают в тех случаях, когда вблизи крупных газопотребляющих центров нет подходящих истощенных газовых залежей.

Водоносный пласт пригоден для хранения газа, если:

ловушка не изолирована по простиранию, в противном случае она не заполняется газом, так как пластовую воду нельзя вытеснить из пласта. Имеет большое значение высота ловушки (амплитуда), при небольшой амплитуде будет незначителен этаж газоносности, в этом случае эксплуатация скважин затрудняется;

герметична и четко выдержана крышка;

глубина пласта не более 1000 м сильно удорожает разведку объекта, а менее 300 м не удобна в том отношении, что создаваемые на их базе хранилища сооружаются очень долго из-за небольших допустимых репрессий при закачке в пласт газа.

Свойства водоносного пласта, намечаемого для создания хранилища, устанавливают при разведочных работах, проводимых, как правило, 3—5 лет. Поэтому большое практическое значение приобретает методика их выполнения. Она основана на комплексном поэтапном и строго последовательном получении информации о пласте с постепенным замещением разведочных работ строительными, если не появляется оснований к общему прекращению работ.

Обычно работы выполняют в 5 этапов.

Этап I — оценивают необходимые объемы хранения газа и выясняют по геологическим данным перспективы подходящего водоносного пласта в рассматриваемом районе.

Этап II — поисковые работы относительно дешевыми методами — геофизическими и неглубокого бурения скважин. При положительном исходе этой серии работ переходят к этапу III.

Этап III — детальная геологическая разведка выявленного на этапе II поднятия с помощью бурения скважин и всесторонних комплексных исследований глубоких скважин. Если получают положительные результаты, переходят к этапу IV — в пласт нагнетают природный газ, при этом получают информацию о пласте и устанавливают пригодность его для намеченной цели. Если ответ положительный, то хранилище заполняют газом.

Этап V — циклическая эксплуатация хранилища.

Газ в водоносный пласт нагнетать начинают через одну, обычно находящуюся на своде поднятия скважину. Остальные подключают по мере подхода к ним газа по принципу сверху вниз и при небольших перепадах давления. По такой схеме легче интерпретировать показатели закачки газа и полней вытесняется вода, что в случае создания искусственной газовой залежи имеет немаловажное значение.

Если пласт считать бесконечным, однородным, практически горизонтальным, постоянным по толщине, то связь расхода газа с давлением нагнетания выражается следующей зависимостью:

$$q_r = \frac{4\pi k h p_n (p_n - p_{пл}) T_{ст}}{\mu_v p_{ст} z_n T_{пл} \ln \frac{4\pi k m h p_n T_{ст}}{q_r p_{ст} T_{пл} z_n}} \quad (\text{XIII.3})$$

Здесь q_r — расход газа при стандартных условиях, м³/с; $p_{пл}$ — начальное давление в пласте, приведенное к некоторой плоскости, например к середине пласта, МПа; p_n — давление нагнетания на границе раздела газоносной и водоносной областей, МПа.

Уравнение (XIII.3) решают методом подбора или графически. Следует учитывать, что расход газа в правой части зависимости стоит под знаком логарифма, поэтому незначительно влияет на результаты.

Интересно, что связь расхода газа с давлением нагнетания несколько большая, чем линейная.

Нетрудно учесть влияние на закачку газа в водоносный пласт числа нагнетательных скважин. Для этого можно решить уравнение (XIII.3) совместно с уравнением притока газа к скважине и с зависимостью, описывающей движение газа по скважине. Расчеты показывают, что влияние скважин в этом случае невелико, поскольку основное сопротивление закачке газа оказывает оттесняемая в законтурную область вода.

На рис. XIII.3 показана зависимость давления нагнетания газа в водонасыщенный пласт от расходов газа при разном числе скважин.

Следует учитывать, что давление нагнетания ограничено условиями сохранения герметичности покрышки и отсутствия утечек газа в виде языков за пределы ловушки.

Практически принимают, что $p_n \leq (1,3—1,5) p_0$, где p_0 — гидростатическое давление в хранилище. Заполнение хранилища газом продолжается несколько лет. Причем зимой некоторое количество газа отбирают из резервуара, а летом нагнетают в него с таким расчетом, чтобы общий объем увеличивался и достиг со временем проектной величины.

При этом влияние числа скважин на приемистость пласта возрастает до тех пор, пока не достигнет максимального значения по той причине, что оттеснять воду уже не потребуется она будет только перемещаться под влиянием переменного давления в хранилище.

Параметры процесса создания водоносного хранилища равно можно установить по формулам разработки газовых месторождений при водонапорном режиме, считая расходы газа знакопеременными.

Имеются и специальные зависимости. Их можно найти в литературе по подземному хранению.

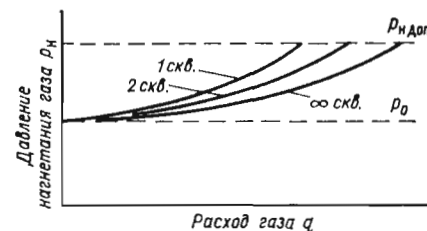


Рис. XIII.3. Зависимость давления нагнетания p_n от расхода газа q
 $p_{н. доп.}$ — допустимое давление нагнетания

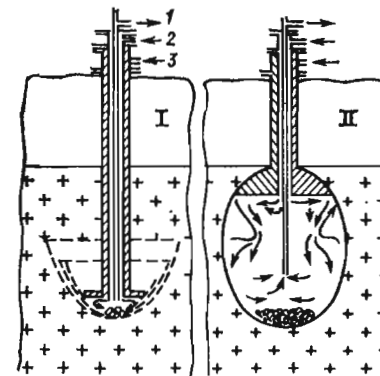


Рис. XIII.4. Схема размыва каверны комбинированным способом:
I и II — соответственно первая и вторая стадии создания камеры: 1 — рассол; 2 — вода; 3 — неастворитель

§ 4. ХРАНИЕНИЕ ГАЗА В ПОЛОСТЯХ ГОРНЫХ ПОРОД

При сооружении хранилищ газа в горных породах чаще всего используют отложения каменной соли, толщина которых может достигать несколько километров.

В результате разработок солевых отложений образовались огромные подземные каверны, в которых можно хранить нефть, керосин, бензин, природный и другие газы. Однако такие каверны оказались неустойчивыми, так как представляли собой неправильный перевернутый конус и нередко обрушивались.

В связи с этим были предложены различные специальные способы размыва отложений соли и образования в ней полостей заданной устойчивой формы (обычно эллипсоид вращения).

Технология размыва соляных каверн. Наиболее распространен комбинированный способ размыва каверны с применением гидровруба. Он заключается в следующем (рис. XIII.4). На пласт соли бурят скважину диаметром 250—300 мм. Верхнюю часть крепят колонной диаметром 225—246 мм до зоны, подлежащей размыву. Последняя остается свободной. В скважину почти до забоя спускают два ряда труб. Через первое, считая от оси скважины, кольцевое пространство на забой нагнетают пресную воду, которая омывает стенки незакрепленной части скважины и растворяет соль. Рассол удаляется через центральные трубы. Второе кольцевое пространство (заштриховано на рис. XIII.4) заполнено неастворителем — керосином, соляровым маслом или нефтью, прикрывающим верхнюю часть каверны и не позволяющим соли интенсивно растворяться.

Размыв начинается с образования в нижней части будущей каверны небольшой камеры — гидровруба, которая нужна для скапливания в ней нерастворимых включений и интенсификации последующего размыва. Затем начинают размыв каверны методом снизу вверх. Он заключается в том, что средняя колонна труб постепенно поднимается. Соответственно повышается и уровень нерастворителя. В связи с этим открывается верхняя часть каверны — потолочина и начинается ее интенсивное растворение. Растворяется и верхняя часть боковых стенок каверны, поскольку закачиваемая в полость свежая вода легче рассола. Она всплывает и распространяется поперху.

После формирования нижней части каверны начинается размыв верхней. Промежуточная колонна поднимается до проектного уровня размываемой каверны, а вместе с ней — и уровень нерастворителя. По мере образования верхней части создаваемой емкости колонна периодически опускается, уровень нерастворителя понижается, этим достигается прикрытие потолочины и сдерживается ее расширение. Процесс продолжается до соединения двух частей полости.

На растворение 1 м³ соли приходится примерно 8 м³ воды. В зависимости от объема каверны изменяются и сроки размыва. При объеме полости 150—200 тыс. м³ размыв продолжается 3—4 года.

Возможны два метода эксплуатации хранилища газа в кавернах. Первый предполагает переменное давление и наличие буферного объема, второй основан на вытеснении газа рассолом при извлечении газа и рассола газом во время его нагнетания. Давление в этом случае изменяется незначительно. Одно из больших достоинств хранения газа в кавернах — высокая производительность скважины.

Стоимость создания каверны существенно зависит от конкретных условий и размера емкости. Чем больше емкость, тем меньше удельные затраты. Особенно большое влияние на затраты оказывает проблема реализации добываемого рассола. Расходы, отнесенные к активному объему каверн, заметно снижаются с ростом давления. Емкость каверн прямо зависит от давления. Последнее же определяется ее глубиной: чем больше глубина, тем выше может быть допустимое давление в хранилище. Связь максимально допустимого давления (в МПа) в хранилище и глубины каверны определяется выражением

$$p_{\text{доп}} \leq (0,015 \div 0,017) H_0, \quad (\text{XIII.4})$$

где H_0 — глубина хранилища по своду (каверны), м.

В связи с этим каверны для хранения газа предпочтительней делать на больших глубинах, но не превосходящих те, на которых вследствие высоких давлений соль приобретает пластичность, в результате чего образуется неустойчивая каверна. Эти глубины равны 1500—2000 м.

ρ_n — плотность нефти;	k_0 — коэффициент проницаемости пород при начальном пластовом давлении;
ρ_w — плотность воды;	k_n — относительная проницаемость пород по нефти;
ρ_g — плотность газа;	k_v — относительная проницаемость пород по воде;
ρ_r — относительная плотность газа;	$F_n(S)$ — относительная проницаемость пород для нефти в зависимости от насыщенности порового пространства газом;
ρ_0 — плотность газа при атмосферном давлении p_0 ;	$S_{уд}$ — удельная поверхность горных пород;
$\rho_{см}$ — плотность нефте-водо-газовой смеси;	$S_{но}$ — насыщенность пор остаточной нефтью;
$H_{пл}$ — пластовое давление, выраженное через функцию Христиановича;	$S_{св}$ — насыщенность пор связанной (остаточной) водой;
H_z — забойное давление, выраженное через функцию Христиановича;	T — температура; коэффициент извилистости пор; объемная плотность трещин;
H — глубина залегания пласта;	$T_{кр}$ — критическая температура углеводородов;
$H_{ст}$ — расстояние статического уровня от устья;	$T_{ст}$ — стандартная температура;
h — толщина пласта;	$T_{пл}$ — пластовая температура;
h_d — высота столба жидкости над забоем в межтрубном пространстве действующей скважины;	b — раскрытость трещин; объемный коэффициент пластовой нефти;
σ — поверхностное натяжение нефти на границе с водой;	φ — темп отбора остаточных извлекаемых запасов нефти; гидродинамический коэффициент совершенства скважин; истинная газонасыщенность газожидкостного потока; фактор динамичности штанговой насосной установки;
σ_z — вертикальное горное давление;	Γ — густота трещин; газовый фактор; отношение объемного расхода газа (в стандартных условиях) к расходу жидкости;
σ_a — эффективное напряжение;	$\bar{\Gamma}$ — средний газовый фактор;
σ_x, σ_y — боковое горное давление;	β_c — коэффициент объемной упругости пород пласта;
n — коэффициент бокового расхода; число ходов плунжера насоса в минуту;	$\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости;
v — коэффициент Пуассона;	β_n — коэффициент сжимаемости нефти;
E — модуль Юнга материала труб и штанг;	β_v — коэффициент сжимаемости воды;
p — давление;	β — коэффициент упругости пласта; расходное газосодержание;
$p_{кр}$ — критическое давление углеводородов;	
$T_{кр}$ — критическая температура;	
$p_{пл}$ — пластовое давление;	
p_z — забойное давление в скважине;	
p_y — давление на устье скважин;	
p_b — давление у башмака подъемных труб;	
$p_{пус}$ — пусковое давление;	
$p_{тр}$ — потери давления на трение;	
m — коэффициент пористости горных пород;	
m_t — трещинная пустотность (коэффициент трещинной пористости);	
k — коэффициент проницаемости; показатель адиабаты;	

держание газожидкостного потока;
 κ — коэффициент пьезопроводности пласта;
 D_i — коэффициент Джоуля—Томсона;
 λ — коэффициент гидравлического сопротивления; коэффициент теплопроводности;
 c — удельная теплоемкость пород;
 a — коэффициент температуропроводности;
 α_2 — коэффициент линейного расширения пород;
 α — коэффициент растворимости газов в жидкости; коэффициент подачи насоса;
 R — универсальная газовая постоянная;
 R_k — радиус контура питания;
 Re — число Рейнольдса;
 r_o — радиус скважины (по долоту);
 r_{np} — приведенный радиус скважины;
 V — объем вещества;
 v — скорость фильтрации жидкостей и газов;
 $v_{кр}$ — критическая скорость течения газов;
 Q_3 — запасы газа в залежи;
 Q — объемный расход жидкости; дебит нефтяной скважины;
 q — объемный расход газа; дебит газовой скважины;
 q_n — суммарная добыча нефти в единицу времени;
 q_w — суммарная добыча воды в единицу времени;

$q_{ж}$ — суммарная добыча нефти и воды в единицу времени;
 q_r — суммарная добыча газа в единицу времени;
 G — балансовые запасы нефти в залежи; газовый фактор;
 $Q_n(t)$ — накопленная добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки;
 η_k — нефтеотдача к концу срока разработки месторождения; коэффициент конденсатоотдачи;
 $\eta_{выт}$ — коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом;
 B — обводненность продукции скважины;
 S — длина хода полированного штока;
 S_n — длина хода плунжера;
 θ — угол избирательного смачивания;
 d — внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ);
 D — внутренний диаметр обсадных труб; диаметр плунжера насоса;
 L — глубина спуска НКТ;
 $\lambda_{шт}$ — потери хода плунжера из-за удлинения штанг;
 $\lambda_{тр}$ — потери хода плунжера из-за удлинения труб;
 F — площадь сечения плунжера;
 $f_{шт}$ — площадь сечения штанг;
 f_t — площадь сечения труб (по металлу);
 $P_{шт}$ — вес штанг;
 $\rho_{ж}$ — вес жидкости в насосно-компрессорных трубах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Блажевич В. А., Уметбаев В. Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. М., Недра, 1985.
2. Гиматулинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982.
3. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. М., Недра, 1972.
4. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи/И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. М., Недра, 1984.
5. Справочник по нефтепромысловому оборудованию/Е. И. Бухаленко, Э. С. Ибрагимов, Н. Г. Курбанов и др. М., Недра, 1983.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М., Недра, 1983.
7. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М., Недра, 1985.
8. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1979.
9. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1983.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
ГЛАВА I. Физические свойства горных пород нефтегазовых коллекторов, пластовых жидкостей и газов	4
§ 1. Условия залегания в пластах нефти, воды и газа	4
§ 2. Коллекторские свойства терригенных горных пород	7
§ 3. Коллекторские свойства карбонатных (трещиноватых) пород	11
§ 4. Физико-механические и тепловые свойства горных пород	12
§ 5. Физико-химические свойства природных газов	14
§ 6. Свойства пластовой нефти и воды	22
ГЛАВА II. Источники пластовой энергии. Вскрытие пластов. Вызов притока нефти и газа в скважины	25
§ 1. Виды пластовой энергии. Режим разработки нефтяных и газовых залежей	25
§ 2. Вскрытие залежи и вызов притока нефти и газа в скважины	27
§ 3. Закономерности притока нефти и газа в скважины при различных режимах разработки пласта	30
§ 4. Учет совершенства забоев скважин	33
ГЛАВА III. Гидродинамические исследования пластов и продуктивности скважин	36
§ 1. Исследование скважин методом установившихся отборов	36
§ 2. Исследование скважин при неустановившемся режиме их эксплуатации	45
§ 3. Исследование скважин газоконденсатных месторождений	51
§ 4. Использование кривых восстановления давления для изучения свойств и строения неоднородных коллекторов	52
§ 5. Гидропрослушивание пластов	55
§ 6. Изучение профилей притока и поглощения пластов добывающих и нагнетательных скважин	58
§ 7. Нормы отбора нефти и газа из скважин	60
ГЛАВА IV. Разработка нефтяных месторождений	61
§ 1. Объект, система и технология разработки	61
§ 2. Классификация и характеристика систем разработки	63
§ 3. Показатели разработки	64
§ 4. Разработка нефтяных месторождений без воздействия на пласт	71
§ 5. Разработка нефтяных месторождений с воздействием на пласт. Системы заводнения	77
§ 6. Модели пласта и процесс вытеснения нефти	80
§ 7. Методы прогнозирования показателей процесса разработки объекта	85
§ 8. Основы проектирования разработки нефтяных месторождений	102
ГЛАВА V. Методы повышения нефте-газо-конденсатоотдачи пластов	106
§ 1. Факторы, влияющие на нефтеотдачу	106
§ 2. Методы повышения нефтеотдачи	110
§ 3. Газо- и конденсатоотдача газовых и газоконденсатных залежей	117
ГЛАВА VI. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений	119
§ 1. Основные положения и принципы разработки	119
§ 2. Разработка газовой залежи при газовом режиме и равномерном размещении скважин	121

§ 3. Разработка газовой залежи при водонапорном режиме	127
§ 4. Разработка газоконденсатных месторождений	130
§ 5. Экономика разработки месторождений	135
§ 6. Прогноз добычи и запасы газа	137
ГЛАВА VII. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин	142
§ 1. Способы подъема нефти на поверхность	142
§ 2. Изменение давления по глубине скважин при различных способах эксплуатации	143
§ 3. Основы теории подъема жидкости в скважине	145
§ 4. Зависимости для расчета подъемника	150
§ 5. Методы расчета промысловых подъемников	151
§ 6. Определение условий фонтанирования	155
§ 7. Выбор диаметра лифта и режима эксплуатации фонтанных скважин	157
§ 8. Оборудование скважин	160
§ 9. Газлифтная эксплуатация скважин и применяемое оборудование	162
§ 10. Пуск газлифтных скважин	164
§ 11. Выбор оборудования и режима эксплуатации газлифтных скважин	168
§ 12. Особенности исследования газлифтных скважин	177
§ 13. Внутрискважинный газлифт	179
§ 14. Периодическая эксплуатация компрессорных скважин	181
ГЛАВА VIII. Эксплуатация скважин глубиннонасосными установками	184
§ 1. Устройство штанговой насосной установки	184
§ 2. Нагрузки, действующие на штанги и на трубы	186
§ 3. Оборудование штанговых насосных установок	189
§ 4. Исследование скважин	192
§ 5. Эксплуатация штанговых насосных установок в осложненных условиях	196
§ 6. Проектирование установки	199
§ 7. Периодическая эксплуатация малодебитных скважин	204
§ 8. Эксплуатация скважин погружными центробежными электронасосами	207
§ 9. Другие виды бесштанговых насосов, используемых при эксплуатации нефтяных скважин	217
§ 10. Раздельная разработка различных пластов одной сеткой скважин	221
§ 11. Выбор рационального способа эксплуатации скважин	224
ГЛАВА IX. Оборудование и эксплуатация газовых скважин	226
§ 1. Конструкция скважин	226
§ 2. Режим эксплуатации газовых скважин	229
ГЛАВА X. Методы воздействия на призабойную зону пласта. Ремонт скважин	234
§ 1. Кислотная обработка пласта	234
§ 2. Гидравлический разрыв пластов	237
§ 3. Гидропескоструйная перфорация	238
§ 4. Теплофизические методы воздействия	240
§ 5. Импульсно-ударное и вибрационное воздействие	241
§ 6. Ремонт скважин	243
ГЛАВА XI. Сбор и подготовка нефти, нефтяного газа и нефтепромысловых сточных вод	250
§ 1. Принципиальная технологическая схема добычи и подготовки продукции нефтегазодобывающим предприятием	250
§ 2. Системы сбора продукции	253

§ 3. Измерение дебитов скважин на промыслах	254
§ 4. Промысловые трубопроводы	259
§ 5. Движение нефтегазоводяных смесей по трубопроводам	260
§ 6. Оптимальная скорость движения газожидкостной смеси в трубопроводах	265
§ 7. Основные процессы промысловой подготовки нефти	266
§ 8. Подготовка нефтепромысловых сточных вод нефтяных месторождений	274
ГЛАВА XII. Сбор газа и подготовка его к транспорту	275
§ 1. Системы сбора	275
§ 2. Подготовка газа к транспорту	276
§ 3. Технологический расчет газосборных сетей	285
ГЛАВА XIII. Подземное хранение газа	288
§ 1. Назначение и виды хранилищ	288
§ 2. Хранение газа в истощенных газовых залежах	290
§ 3. Хранение газа в водоносных пластах	293
§ 4. Хранение газа в полостях горных пород	295
Обозначения основных величин	297
Список литературы	299

Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов/Ш. К. Гиматудинов, И. И. Дунюшкин, В. М. Зайцев и др.; Под ред. Ш. К. Гиматудинова.— М.: Недра, 1988.— 302 с.: ил.
ISBN 5—247—00299—7

Приведены физические свойства горных пород и пластовых флюидов, рассмотрены источники пластовой энергии, описаны способы исследования нефтяных и газовых скважин и методики интерпретации результатов исследований. Изложены основы разработки нефтяных и газовых месторождений, описаны методы повышения нефте- и газотдачи. Рассмотрены технологии эксплуатации скважин различными способами, сбора, подготовки и транспортирования нефти, газа, газового конденсата и воды. Описаны технические средства, даны их технические характеристики.

Для студентов инженерно-экономических, геологоразведочных и механических факультетов нефтяных вузов.