

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

А.Т. Росляк, С.Ф. Санду

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2013

УДК 622.276
ББК 33.36я73
Р75

Росляк А.Т.

Р75 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.Т. Росляк, С.Ф. Санду; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 152 с.

В пособии изложены основные правила проектирования, принципы выбора объектов и систем разработки месторождений, расчета показателей разработки при различных режимах работы залежей, математическое моделирование основных процессов разработки, описаны способы и технологии эксплуатации скважин, систем поддержания пластового давления, систем добычи, сбора, подготовки нефти, современные методы контроля и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

Рассчитано на освоение учебного материала курса «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» студентами, обучающимися по направлению 131000 «Нефтегазовое дело».

**УДК 622.276
ББК 33.36я73**

Рецензенты

Доктор технических наук, ведущий научный сотрудник НИИ
прикладной математики и механики ТГУ

П.Н. Зятиков

Кандидат физико-математических наук
заведующий лабораторией проектирования и разработки
нефтяных месторождений ОАО «ТомскНИПИнефть»

В.Н. Панков

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2013
© Росляк А.Т., Санду С.Ф., 2013
© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	5
1.1. Залежи углеводородов	5
1.2. Типы и физические свойства коллекторов	8
1.3. Упругие свойства горных пород	15
1.4. Основные свойства пластовых жидкостей и газов	16
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	22
2.1. Объект и система разработки	22
2.2. Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений	27
2.3. Технология и показатели разработки	33
2.4. Основные периоды разработки нефтяных и газовых месторождений.....	39
3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	45
3.1. Режимы работы нефтяных залежей	45
3.2. Режимы работы газовых месторождений	52
3.3. Параметры, характеризующие систему разработки	54
3.4. Системы разработки при отсутствии воздействия на пласт	55
3.5. Системы разработки с воздействием на пласты.....	57
3.6. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов	67
4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	71
4.1. Модели пласта	72
4.2. Модели вытеснения нефти	75
4.3. Уравнение неразрывности	77
4.4. Дифференциальное уравнение сохранения энергии.....	78
4.5. Дифференциальное уравнение упругого режима	79
4.6. Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения.....	81
4.7. Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений.....	87
5. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	91
5.1. Фонтанная эксплуатация скважин	91
5.2. Газлифтная эксплуатация скважин.....	94

5.3. Области применения глубинно-насосных установок	100
5.4. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов	101
5.5. Эксплуатация скважин с помощью скважинных штанговых насосных установок.....	106
5.6. Эксплуатация скважин с помощью установок струйных насосов	113
5.7. Эксплуатация скважин с помощью установок электровинтовых насосов	117
5.8. Эксплуатация газовых скважин	121
5.9. Эксплуатация систем поддержания пластового давления	126
5.10. Эксплуатация систем воздействия на призабойную зону скважин	131
5.11. Эксплуатация систем сбора и подготовки нефти, газа и воды	134
6. ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	139
6.1. Понятие инфраструктуры	139
6.2. Проектирование обустройства месторождений	140
6.3. Технология и организация обустройства месторождения	141
7. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	144
7.1. Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства	144
7.2. Загрязнение недр и окружающей среды при строительстве скважин	146
7.3. Загрязнение окружающей среды при нефтегазовом строительстве	146
7.4. Загрязнение недр и окружающей среды при разработке и эксплуатации месторождений	147
7.5. Охрана водной среды	148
7.6. Охрана земельных ресурсов	149
7.7. Контроль за загрязнением окружающей среды в зоне деятельности нефтегазодобывающих предприятий	149
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	151

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Залежи углеводородов

Нефтяные и нефтегазовые месторождения – это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким локализованным геологическим структурам, т. е. структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта. Приуроченность месторождений к определенному географическому пункту в мировой практике часто отражается в их названии, хотя встречаются и имена собственные, такие как «Белый тигр» (Вьетнам), «Альберта» (Канада), «Советское» (Россия, Томская обл.).

Залежью углеводородов называют естественное локальное (единичное) скопление нефти, газа и воды в одном или нескольких сообщающихся между собой **пластах-коллекторах**, т. е. в пористых или трещиноватых горных породах, заключенных в толще непроницаемых отложений и способных вмещать в себе и отдавать при разработке нефть или газ.

Все залежи углеводородов по происхождению делятся на три основных типа: структурные, стратиграфические и литологические [1]. Структурные залежи приурочены к ловушкам нефти и газа, образовавшимся в результате изгиба слоев осадочных отложений (складка) или разрыва их сплошности (выклинивание коллектора). Подавляющее большинство залежей нефти и газа в природе связано с ловушками структурного типа. Стратиграфические залежи связаны с ловушками нефти и газа, образовавшимися в результате эрозии (размыва) коллектора во время перерыва в накоплении осадков и перекрытия их затем непроницаемыми породами. Литологические залежи обусловлены ловушками нефти и газа, образованными в результате замещения слоев пористых горных пород непроницаемыми породами.

Залежи углеводородов, входящие в месторождения, обычно находятся в пластах или массивах горных пород, имеющих различное распространение под землей, часто – различные геолого-физические свойства. Во многих случаях отдельные нефтегазоносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород или находятся только на отдельных участках месторождения. Такие обособленные или отличающиеся по свойствам пласты разрабатывают различными группами скважин, иногда при этом используют различную технологию.

Места скопления природного газа в свободном состоянии в порах и трещинах горных пород называются **газовыми залежами**. Если газовая залежь является рентабельной для разработки, т. е. когда сумма затрат на добычу, транспорт и использование газа меньше полученного экономического эффекта от его применения, то она называется промышленной. **Газовым месторождением** обычно называют одну залежь или группу залежей, расположенных на одной территории.

По сложности строения месторождения (залежи) подразделяются:

- простого строения, приуроченные к тектонически ненарушенным или слабонарушенным структурам, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;
- сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих единые залежи на отдельные блоки;
- очень сложного строения, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежь на отдельные блоки, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов в пределах этих блоков.

К категориям сложного и очень сложного строения следует также относить газонефтяные и нефтегазовые залежи, в которых нефть в подгазовых зонах подстилается подошвенной водой, нефть содержится в тонких оторочках неоднородных пластов.

Размер и многопластовость месторождений с емкостными свойствами коллекторов определяют в целом величину и плотность запасов нефти, а в сочетании с глубиной залегания обуславливают выбор системы разработки и способов добычи нефти.

Запасы нефти и содержащихся в ней сопутствующих компонентов принято разделять на группы по определенным признакам [2]. К **геологическим запасам** относится общее количество углеводородов в залежи, прогнозируемое по имеющимся данным комплекса геологической разведки, геофизических исследований, изучения керна и общей оценки объема и неоднородности залежи. **Балансовые запасы** удовлетворяют промышленным и горнотехническим условиям эксплуатации. В них выделяются и учитываются **извлекаемые запасы**. Запасы нефти и газа того или иного месторождения по степени их изученности и подготовленности к извлечению подразделяются на категории [2].

A1 – запасы этой категории наиболее детально разведаны; оценены на площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа. Детально изучены также фильтрационно-емкостные

свойства пород-коллекторов и физические свойства пластовых флюидов.

В1 – запасы, которые еще требуют детализации. Геолого-физические свойства пластов и жидкостей изучены на площади приближенно.

С1 и С2 – выявлены приблизительно по данным геолого-поискового бурения или наземной геофизической съемки. При получении притока нефти хотя бы в одной скважине, запасам присваивается категория С1.

По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа нефтяные и нефтегазовые месторождения подразделяются:

- на уникальные, содержащие более 300 млн т нефти или более 500 млрд м³ газа;
- крупные, содержащие от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 500 млрд м³ газа;
- средние, содержащие от 10 до 30 млн т нефти или от 10 до 30 млрд м³ газа;
- мелкие, содержащие менее 10 млн т нефти или менее 10 млрд м³ газа.

К месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами относятся залежи нефти:

- в малотолщинных пластах (менее 4 м);
- малопроницаемых пластах (менее 0,05 мкм²);
- высоковязкой нефти (более 25 мПа·с);
- подгазовых и водоподстилаемых пластах.

Месторождения природных газов в зависимости от состава и свойств насыщающих их флюидов подразделяются на [3]:

- газовые (насыщены легкими углеводородами парафинового ряда с содержанием метана до 98 %, не конденсирующимися при снижении пластового давления);
- газоконденсатные (насыщены углеводородами парафинового ряда, в составе которых имеется достаточно большое количество углеводородов от пентана и тяжелее, конденсирующихся при изменении пластового давления);
- газонефтяные (имеют газовую шапку и нефтяную оторочку);
- газогидратные (содержат в продуктивных пластах газ в твердом гидратном состоянии).

1.2. Типы и физические свойства коллекторов

Процессы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений тесно связаны с закономерностями фильтрации углеводородов и воды в горных породах, слагающих продуктивные пласты. Поэтому свойства горных пород и пластовых жидкостей определяют рациональную технологию разработки залежей нефти и газа и экономические показатели их извлечения из недр [1].

Коллекторами нефти и газа называются такие горные породы, которые способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трех типов: *гранулярным, трещиноватым и смешанного строения*. К первому типу относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. В чисто трещиноватых коллекторах поровое пространство слагается системой трещин. При этом участки коллектора, залегающие между трещинами, представляют собой плотные, малопроницаемые блоки пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации. На практике чаще встречаются коллекторы смешанного типа. При изучении процессов фильтрации жидкостей и газов в таких коллекторах принято их поровое пространство рассматривать как непрерывную сплошную среду, состоящую из двух сред – трещиноватой и межзерновой, вложенных одна в другую.

Породы-коллекторы характеризуются такими физическими, фильтрационными и коллекторскими свойствами, как: *гранулометрический (механический) состав, пористость, проницаемость, нефте-, газоводонасыщенность, механические свойства* (упругость, сжимаемость, пьезопроводность и др.) [4].

Гранулометрическим (механическим) составом породы называют количественное (массовое) содержание в породе частиц различной крупности. От степени дисперсности минералов зависят многие свойства пористой среды (проницаемость, пористость, капиллярные свойства и др.). Кроме того, в связи с тем, что размеры частиц песков обуславливают их поверхность, контактирующую с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его разработки в виде пленок, покрывающих поверхность зерен, и в виде капиллярно удержанной нефти. Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частичек до галечника и валунов. Однако размеры их для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 0,01–1 мм. Наряду с обычными зернистыми мине-

ралами в породе также содержатся глинистые и коллоидно-дисперсные частицы с размерами меньше 0,001 мм. В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение.

Основные коллекторские свойства горных пород, определяющие их способность вмещать и пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления, называются фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС)

Пористость горной породы характеризуется наличием в ней пустот (пор), способных вмещать воду, нефть и газ, находящиеся в недрах Земли. Различают *общую* (абсолютную), *открытую*, *статически полезную* и *динамическую* пористость.

Общая пористость характеризуется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен. Коэффициентом абсолютной (общей) пористости называется отношение суммарного объема пор в образце (в том числе и изолированных) к видимому его объему. Измеряется в долях или процентах объема породы соответственно:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}; \quad m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \cdot 100 \%. \quad (1.1)$$

Открытая пористость (пористость насыщения) характеризуется объемом тех пустот, в которые может проникать жидкость (газ) при перепадах давлений, наблюдающихся в естественных пластовых условиях. Коэффициентом открытой пористости называется отношение объема открытых (сообщающихся) пор к объему образца. Измеряется в долях или процентах объема породы:

$$m_o = \frac{V_{\text{оп}}}{V_{\text{обр}}}. \quad (1.2)$$

Статически полезная пористость учитывает лишь объем открытых пор, насыщенных нефтью (или газом), за вычетом содержания связанной воды $V_{\text{св}}$ в порах. Коэффициент полезной пористости (статическая полезная емкость коллектора):

$$m_{\text{ст}} = \frac{V_{\text{оп}} - V_{\text{св}}}{V_{\text{обр}}}. \quad (1.3)$$

Поровые каналы нефтяных пластов условно подразделяются на три группы:

- субкапиллярные – размер пор $< 0,0002$ мм, практически непроницаемые: глины, глинистые сланцы;
- капиллярные – размер пор от 0,0002 до 0,5 мм;

- сверхкапиллярные – размер пор $> 0,5$ мм.

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды, газа происходит свободно, а по капиллярам – при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных каналах жидкость удерживается межмолекулярными силами (силами притяжения стенок каналов), поэтому практически никакого движения не происходит.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глины, глинистые сланцы).

При существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении. Та или иная часть жидкости (молекулярно и капиллярно удерживаемая) не движется в порах (рис. 1.1).

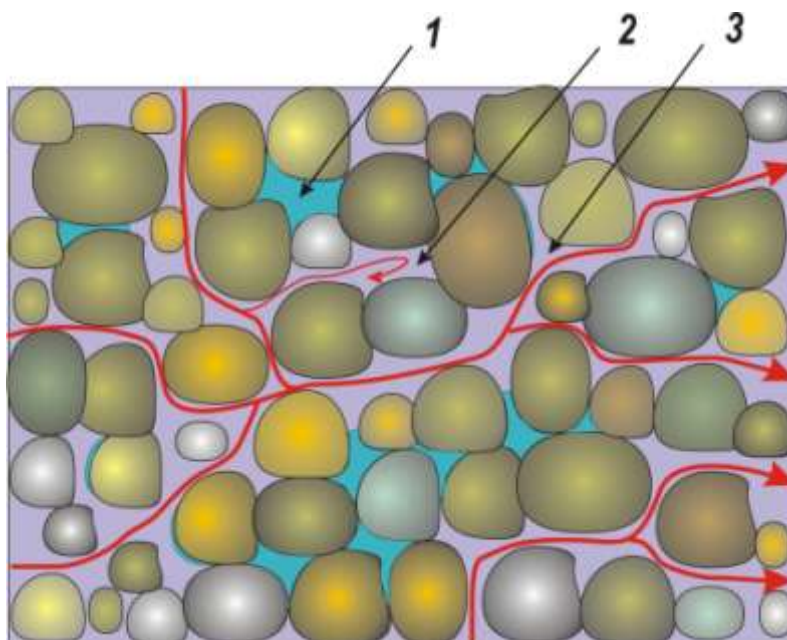


Рис. 1.1. Иллюстративная модель порового пространства коллектора:
1 – изолированные поры; 2 – тупиковые поры; 3 – открытые поры

Под коэффициентом *динамической* пористости понимается отношение объема движущейся жидкости в пустотах образца породы к объему образца.

$$m_d = \frac{V_d}{V_{обр}}. \quad (1.4)$$

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:
 $m > m_o > m_{ст} > m_d$.

Для хороших коллекторов коэффициент пористости лежит в пределах 0,15–0,25.

Промышленную ценность нефтяного месторождения можно определить по **проницаемости** его пород, т. е. способности проникновения жидкости или газов через породу. Движение жидкостей или газов через пористую среду называется **фильтрацией**. Проницаемость коллектора – фильтрационный параметр горной породы, характеризующий ее способность пропускать к забоям скважин нефть, газ и воду. В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений встречаются различные виды фильтрации в пористой среде жидкостей и газов или их смесей: совместное движение нефти, воды и газа; совместное движение нефти и газа; совместное движение нефти и воды; движение только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемостей.

Под **абсолютной** принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, (газа или однородной жидкости) химически инертной по отношению к породе. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, она не зависит от свойств фильтрующейся жидкости или газа и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой.

Фазовой (эффективной) называется проницаемость породы, определенная для какой-либо одной фазы при наличии или движении в порах многофазных систем.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной (рис. 1.2).

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси [5]:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta l}, \quad (1.5)$$

где v – скорость линейной фильтрации; Q – объемный расход жидкости в единицу времени; μ – динамическая вязкость жидкости; F – площадь фильтрации; $\Delta p/\Delta l$ – градиент давления, т. е. перепад давления Δp на длине пористой среды Δl .

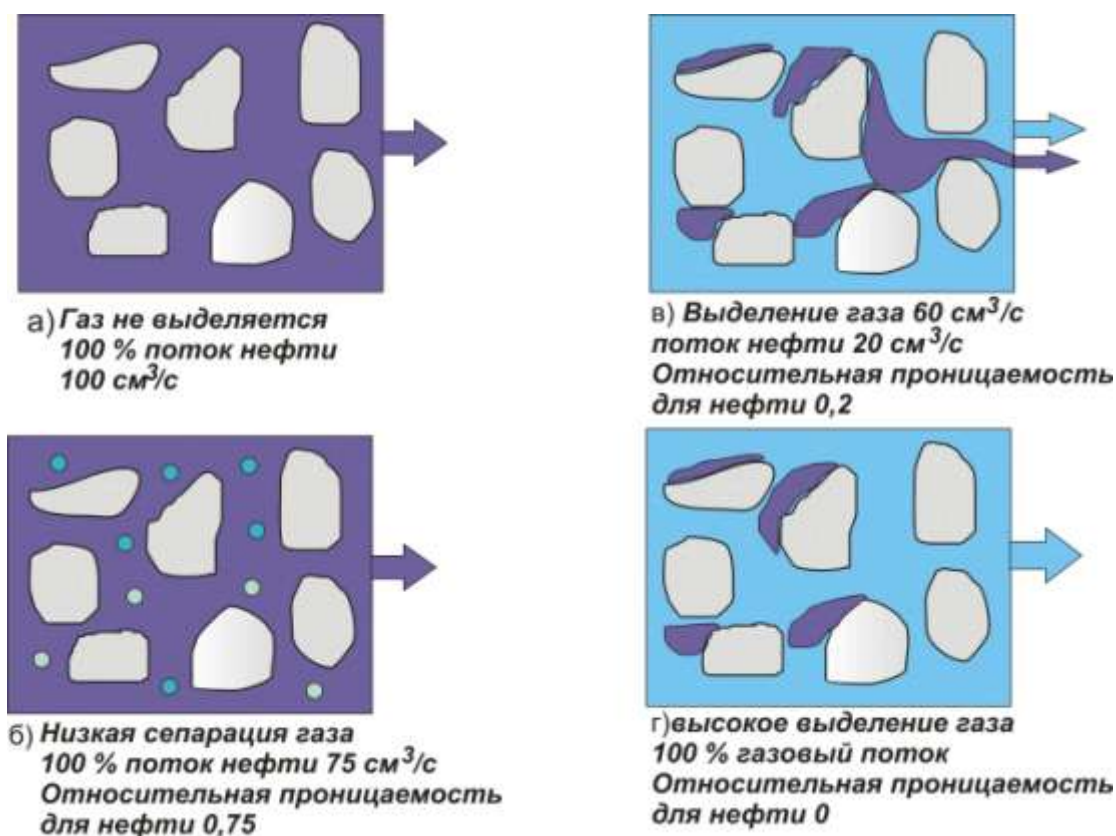


Рис. 1.2. Относительная проницаемость для нефти в образце коллектора

Закон Дарси: скорость фильтрации прямо пропорциональна градиенту давления в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости фильтрующегося газа или жидкости. В этом законе способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k .

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в [м²]; в системе СГС – в [см²]; в системе НПГ (нефтепромысловая геология) – в [Д] (дарси):

$$1 \text{ Д} = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2.$$

За единицу проницаемости в 1 м² (СИ) принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м³/с. Пористая среда имеет проницаемость 1 дарси, если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) при ламинарном режиме фильтрации через сечение образца площадью 1 см² и перепаде давления 1 атм., расход жидкости на 1 см длины породы составляет 1 см³/с.

Физический смысл размерности проницаемости (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация флюидов.

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации (рис. 1.3).

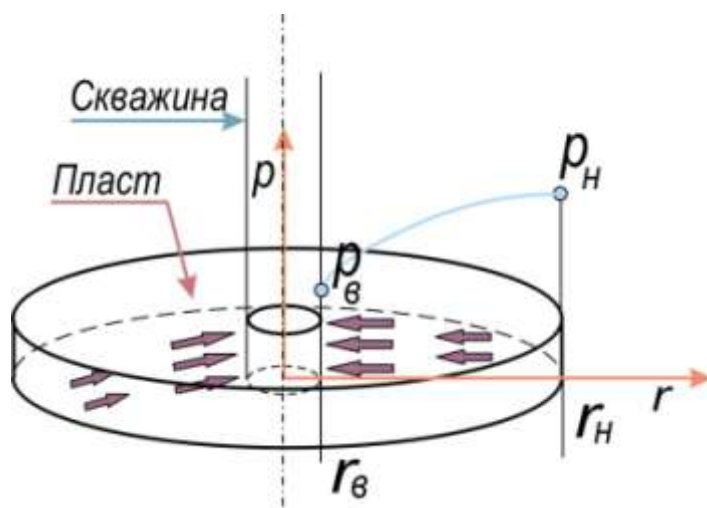


Рис. 1.3. Радиальная фильтрация флюидов

В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в радиальном направлении. Уравнение закона Дарси для радиальной фильтрации нефти (пластовой воды) будет иметь следующий вид (формула Дюпюи):

$$Q = \frac{2\pi kh (P_{пл} - P_c)}{\mu \ln \left(\frac{r_n}{r_c} \right)}, \quad (1.6)$$

где r_n – радиус контура области дренирования скважины (контура питания скважины); r_c – радиус скважины; $P_{пл}$ – давление на контуре питания скважины (пластовое); P_c – давление на забое скважины, h – толщина нефтенасыщенной зоны пласта.

В этом частном случае закона Дарси способность породы пропускать жидкости и газы (проницаемость) характеризуется коэффициентом пропорциональности k между массовой скоростью притока жидкости к скважине и разностью давлений ($P_{пл} - P_c$) (депрессией). Из формулы Дюпюи также следует, что линейная скорость притока жидкости к скважине возрастает при приближении к забою скважины.

По величине проницаемости (мкм^2) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

- очень хорошо проницаемые (>1);
- хорошо проницаемые ($0,1-1$);
- средне проницаемые ($0,01-0,1$);
- слабопроницаемые ($0,001-0,01$);
- плохо проницаемые ($<0,001$).

При измерении проницаемости пород по газу в формулу (1.5) следует подставлять средний расход газа в условиях образца [6]:

$$k = \frac{\bar{Q}_2 \mu \Delta l}{F \Delta p}, \quad (1.7)$$

где \bar{Q}_2 – объемный расход газа, приведенный к среднему давлению \bar{p} в образце. Необходимость использования среднего расхода газа в этом случае объясняется непостоянством его объемного расхода при уменьшении давления по длине образца.

Среднее давление по длине керна

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2},$$

где p_1 и p_2 – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически и используя закон Бойля–Мариотта, получим

$$\bar{Q}_2 = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}, \quad (1.8)$$

где Q_0 – расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F}. \quad (1.9)$$

По характеру проницаемости различают следующие виды коллекторов:

- равномерно проницаемые;
- неравномерно проницаемые;
- трещиноватые.

Нефте-, газо-, водонасыщенность пород-коллекторов. Коэффициентом нефтенасыщенности (газонасыщенности) коллектора S_n (S_g) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот. Ука-

занные коэффициенты связаны следующими соотношениями для нефтенасыщенного, газонасыщенного и нефтегазонасыщенного коллекторов соответственно:

$$S_H + S_{CB} = 1; S_G + S_{CB} = 1; S_G + S_H + S_{CB} = 1. \quad (1.10)$$

Следовательно, соотношение, определяющее взаимосвязь коэффициентов открытой, эффективной пористости и водонасыщенности можно представить в виде:

$$m_{эф} = m(1 - S_{CB}). \quad (1.11)$$

1.3. Упругие свойства горных пород

Важное значение в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений имеют деформации пород, происходящие вследствие изменения пластового давления, которое может уменьшаться со временем и вновь восстанавливаться при искусственных методах поддержания давления в залежи [7].

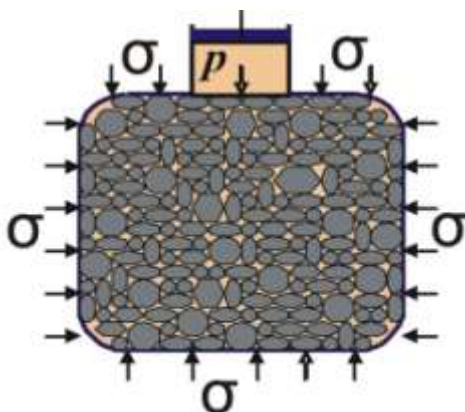


Рис. 1.4. Схема проявления горного и эффективного давлений в элементе породы

Представим себе элемент породы (рис. 1.4), заключенный в непроницаемую эластичную оболочку и испытывающий горное давление σ , а в порах пласта насыщенного жидкостью пластовое давление p . До начала эксплуатации залежи пластовое давление жидкости способствует уменьшению нагрузки передающейся на скелет породы от массы вышележащих отложений (если кровля пласта непроницаема). Тогда давление на скелет породы (эффективное давление) будет выражаться:

$$\sigma_{эф} = \sigma - p. \quad (1.12)$$

При извлечении нефти на поверхность пластовое давление жидкости p падает, а давление на скелет породы $\sigma_{эф}$ увеличивается. Установ-

лено, что с падением пластового давления жидкости, объем порового пространства пласта уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы (обратимые процессы) и возрастания сжимающих усилий, передающихся на скелет от массы вышележащих пород. При этом, зерна породы испытывают дополнительную деформацию, а объем порового пространства уменьшается также вследствие перегруппировки, дробления зерен и более плотной их упаковки (необратимые процессы).

Объем внешнего скелета пористой среды V складывается из объема твердой фазы V_m и объема порового пространства, насыщенного жидкостью ($V_{ж}$). Поэтому с изменением в породах среднего нормального напряжения σ и пластового давления p происходят упругие изменения всех трех величин. Таким образом, объемная деформация пород при всестороннем сжатии описывается тремя коэффициентами сжимаемости, которые определяются по следующим соотношениям:

$$\beta^* = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V_0}{\Delta \sigma}, \quad \beta_{ж} = \frac{1}{V_{0ж}} \frac{\Delta V_{ж}}{\Delta \sigma_{эф}}, \quad \beta_T = \frac{1}{V_{0T}} \frac{\Delta V_T}{\Delta \sigma_{эф}}, \quad [\beta] = \text{Па}^{-1}, \quad (1.13)$$

где V_0 , $V_{0ж}$, V_{0T} – первоначальный объем (внешнего скелета, порового пространства, твердой фазы); $\Delta V_{0,ж,T}$ – изменение объема (внешнего скелета, порового пространства, твердой фазы) при изменении давления на $\sigma_{эф}$.

Коэффициент сжимаемости внешнего скелета пористой среды β^* называется **коэффициентом упругоёмкости пласта** и учитывает суммарную сжимаемость породы и насыщающей ее поровое пространство жидкости:

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_T, \quad (1.14)$$

Пьезопроводность – параметр, характеризующий скорость распространения изменения давления в упругом пласте в связи с изменением пористости и проницаемости. В зоне, насыщенной нефтью, она имеет меньшее значение, чем в зоне, насыщенной водой.

$$\chi = \frac{k}{\mu_{ж}\beta^*} = \frac{k}{\mu_{ж}(m\beta_{ж} + \beta_T)}, \quad [\chi] = \text{м}^2/\text{с}. \quad (1.15)$$

1.4. Основные свойства пластовых жидкостей и газов

Углеводороды в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях – газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей [5]. Газ располагается в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть жидких углеводородов нефти в виде паров содержится и в газовой фазе. Под

высоким давлением в пласте плотность газа приближается к плотности легких углеводородных жидкостей. В таких условиях некоторое количество тяжелых углеводородов растворяется в сжатом газе. Если же количество газа в залежи по сравнению с объемом нефти незначительно, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь залегает в однофазном (жидком) состоянии. В зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа [6] залежи подразделяются:

- на чисто газовые, содержащие природные газы;
- газоконденсатные;
- газонефтяные (с большой газовой шапкой и нефтяной оторочкой);
- нефтяные (с различным содержанием растворенного попутного нефтяного газа).

Нефтью принято называть все углеводороды, которые в пластовых условиях находятся в жидком состоянии. В среднем в нефти содержится 82–87 % углерода (С), 11–14 % водорода (H₂) и 0,4–10 % примесей – соединений, содержащих кислород, азот, серу, асфальто-смолистые вещества.

Углеводородные газы подразделяются на три группы:

- газы, добываемые из чисто газовых месторождений (сухой природный газ, свободный от тяжелых углеводородов);
- попутные нефтяные газы, добываемые вместе с нефтью – физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина;
- газы, добываемые из газоконденсатных месторождений – смесь сухого газа и жирного углеводородного конденсата, растворенного в сухом газе.

Под **плотностью** или объемной массой тела понимают отношение массы тела в состоянии покоя к его объему (масса вещества, приходящаяся на единицу объема).

Плотность нефти при нормальных условиях (0,1013 МПа, 0 °С) колеблется от 700 кг/м³ (газовый конденсат) до 980 и даже 1000 кг/м³. О качестве нефти в промышленной практике судят по ее плотности. Легкие нефти с плотностью до 880 кг/м³ наиболее ценные, т. к. обычно в них содержится больше бензиновых и масляных фракций. В связи с изменением в пластовых условиях объема нефти под действием растворенного газа и температуры, плотность нефти обычно ниже плотности сепарированной нефти на поверхности. Известны нефти, плотность которых в пласте составляет 500 кг/м³ и менее при плотности сепарированной нефти 800 кг/м³.

Растворимость газов в нефти. От количества растворенного в пластовой нефти газа зависят все ее важнейшие свойства: плотность, вязкость, сжимаемость. Сложность состава нефти и значительные пределы изменения пластовых давлений и температур затрудняют применение термодинамических уравнений для расчетов газонасыщенности нефти. Поэтому газонасыщенность нефти при различных давлениях и температурах обычно определяется по экспериментальным данным. В первом приближении (для небольших давлений и температур) количество растворенного в нефти газа может быть выражено из закона Генри [7]:

$$V_{\Gamma} = \alpha p V_{\text{H}}. \quad (1.16)$$

Коэффициент пропорциональности α называется **коэффициентом растворимости газа**. Он показывает, сколько газа растворяется в единице объема жидкости при увеличении давления на единицу. В зависимости от условий растворения и состава газа он изменяется от $0,4 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$. Со снижением давления до определенного значения (**давление насыщения**) растворенный газ начинает выделяться из нефти.

Важнейшее физическое свойство любой жидкости, в том числе и нефти – **вязкость**, т. е. свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении. Различают динамическую и кинематическую вязкости. Динамическая вязкость определяется в соответствии с законом Ньютона:

$$F = \mu S \frac{dv}{dy}. \quad (1.17)$$

За единицу динамической вязкости принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения $F = 1 \text{ Н}$ (Ньютон) на площади $S = 1 \text{ м}^2$ между слоями, движущимися на расстоянии $dy = 1 \text{ м}$ с относительной скоростью $dv = 1 \text{ м/с}$. Размерность динамической вязкости: $[\mu] = [\text{Па} \cdot \text{с}]$ (Паскаль-секунда) (рис. 1.5). Практически вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от десятых долей мПа·с до нескольких сотен мПа·с.

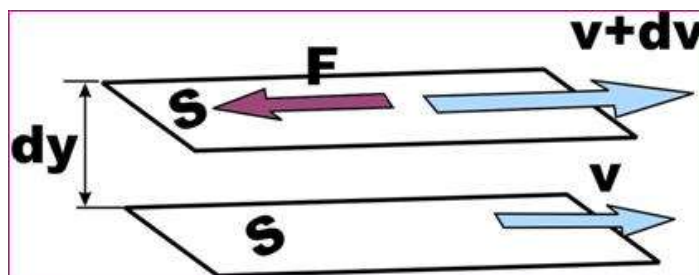


Рис. 1.5 Иллюстрация закона Ньютона

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к плотности. Размерность кинематической вязкости $[м^2/с]$.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления. Все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества растворенного газа, с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.

Нефть, как и все жидкости, обладает **упругостью**, т. е. способностью изменять объем под действием внешнего давления. Количественной характеристикой упругости является **коэффициент сжимаемости** (или объемной упругости) нефти – относительное изменение единицы объема пластовой нефти при изменении давления на одну единицу:

$$\beta_n = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p}. \quad (1.18)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти. Объемный коэффициент пластовой нефти – отношение объема нефти в пластовых условиях к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях (0,1013 МПа, 20 °С). Он показывает, какой объем имел бы 1 м³ дегазированной нефти в пластовых условиях.

$$b = \frac{V_{н.пл.}}{V_{н.д}}. \quad (1.19)$$

Объем нефти в пластовых условиях превышает объем сепарированной нефти в связи с повышенной пластовой температурой и содержанием большого количества растворенного газа в пластовой нефти. С другой стороны, высокое пластовое давление обуславливает уменьшение объемного коэффициента, но, так как сжимаемость жидкостей весьма мала, это давление мало влияет на значение объемного коэффициента нефти. Для всех нефтей $b > 1$. Наиболее характерные величины 1,2...1,8.

При сепарации газа происходит уменьшение объема пластовой нефти, которое оценивается коэффициентом усадки

$$\varepsilon = \frac{V_{н.пл.} - V_{н.д}}{V_{н.пл}} = \frac{b-1}{b}. \quad (1.20)$$

Для определения многих физических свойств природных газов используется **уравнение состояния** – аналитическая зависимость, связывающая давление, объем и температуру газа, представленного в виде физически однородной системы при условиях термодинамического равновесия [5]. Для идеальных газов (газ, силами взаимодействия меж-

ду молекулами которого можно пренебречь) согласно уравнению Менделеева–Клапейрона:

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

где G – масса газа, кг; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К); V – объем, м³; P – абсолютное давление, Па; T – абсолютная температура в градусах Кельвина, К.

Все реальные газы не подчиняются законам идеальных газов. При инженерных расчетах обычно используют уравнение Менделеева – Клапейрона, в которое вводят коэффициент сверхсжимаемости газа Z , учитывающий степень отклонения реального газа от законов идеального [8]

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

Вязкость углеводородного газа в зависимости от изменения параметров, характеризующих его состояние, изменяется сложным образом. При низких давлениях и температурах свойства реальных газов приближаются к идеальным.

Динамическая вязкость газа связана с его плотностью ρ , средней длиной свободного пути λ , и средней скоростью молекул ν соотношением

$$\mu = \frac{\rho\nu\lambda}{3}. \quad (1.22)$$

Формула (1.22) определяет зависимость динамической вязкости газа от давления и температуры. При повышении давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их не изменяется [5]. С повышением температуры увеличиваются скорость и количество движения, передаваемое в единицу времени, и, следовательно, больше будет вязкость. Однако при повышении давления эти закономерности нарушаются – с увеличением температуры понижается вязкость газа, т. е. при высоких давлениях вязкость газов изменяется с повышением температуры аналогично изменению вязкости жидкости.

Пластовые воды [5]. Подошвенными (краевыми) принято называть воды, занимающие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте. Верхние и нижние воды приурочены к водоносным пластам, залегающим выше и ниже нефтяного пласта.

Воду, оставшуюся со времени образования залежи называют **остаточной**. В пористой среде она существует в виде:

- капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности частиц пористой среды;
- пленочной воды, покрывающей, гидрофильные участки поверхности твердой фазы;
- свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (мениски на поверхности раздела вода-нефть, вода-газ).

Плотность [5] пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей и может достигать 1450 кг/м^3 при концентрации солей $642,8 \text{ кг/м}^3$.

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах $(3,7-5,0) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, а при наличии растворенного газа увеличивается.

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение объема воды в пластовых условиях к объему ее в стандартных условиях. Увеличение пластового давления способствует уменьшению объемного коэффициента, а рост температуры сопровождается его повышением. Изменяется в сравнительно узких пределах (0,99–1,06).

Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Наиболее вязки хлор-кальциевые воды (при одних и тех же условиях вязкость их превышает вязкость чистой воды в 1,5–2 раза). Влияние давления на вязкость воды незначительно. Так как в воде газы растворяются в небольшом количестве, вязкость ее незначительно уменьшается при насыщении газом.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Объект и система разработки

Системой разработки месторождения следует называть совокупность взаимосвязанных инженерных решений по управлению процессом движения пластовых флюидов в направлении к добывающим скважинам и определяющих:

- объекты разработки;
- последовательность и темп их разбуривания и обустройства;
- наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа;
- число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин на площади месторождения;
- число резервных скважин;
- управление разработкой месторождения (ввод различных категорий скважин в эксплуатацию в определенном порядке; установление оптимальных технологических режимов эксплуатации скважин; поддержание баланса пластовой энергии при извлечении углеводородов из залежи и т. д.);
- меры по охране недр и окружающей среды.

Построить систему разработки месторождения означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений. Рациональная разработка нефтяных и газовых месторождений подразумевает получение заданной добычи нефти, газа и конденсата при оптимальных технико-экономических показателях и соблюдении условий охраны недр и окружающей среды. Задача о рациональной разработке месторождений является комплексной, решение ее базируется на методах промысловой геологии и геофизики, физики пласта, подземной гидро- и газодинамики, отраслевой экономики.

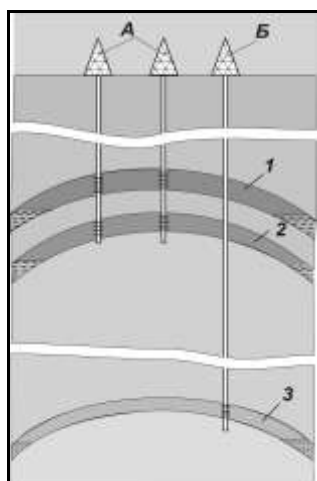
Введем понятие объекта разработки месторождения [6].

Объект разработки – это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горнотехнических сооружений.

Разработчики, пользуясь распространенной у нефтяников терминологией, обычно считают, что каждый объект разрабатывается «своей сеткой скважин». Необходимо подчеркнуть, что сама природа не создает объекты разработки – их выделяют люди, разрабатывающие месторождение. В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения.

Основные особенности объекта разработки – наличие в нем *промышленных запасов нефти* и определенная, присущая данному объекту *группа скважин*, при помощи которых он разрабатывается.

Чтобы лучше усвоить понятие объекта разработки, рассмотрим пример. Пусть имеем месторождение, разрез которого показан на рис. 2.1. Это месторождение содержит три пласта, отличающиеся толщиной, областями распространения насыщающих их углеводородов и физическими свойствами. В таблице приведены основные свойства пластов 1, 2 и 3, залегающих в пределах месторождения



Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти, млн т	250,0	150,0	70,0
Толщина, м	15,0	10,0	10,0
Проницаемость, 10^{-2} мкм ²	100,0	120,0	500,0
Вязкость нефти, 10^{-2} Па·с	50	60	3

Рис. 2.1. Разрез многопластового нефтяного месторождения

Можно утверждать, что на рассматриваемом месторождении целесообразно выделить два объекта разработки, объединив пласты 1 и 2 в один объект разработки (объект А), а пласт 3 разрабатывать как отдельный объект (объект Б).

Включение пластов 1 и 2 в один объект обусловлено тем, что они имеют близкие значения проницаемости и вязкости нефти и находятся на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали. К тому же извлекаемые запасы нефти в пласте 2 сравнительно невелики. Пласт 3 хотя и имеет меньшие по сравнению с пластом 1 извлекаемые запасы нефти, но содержит маловязкую нефть и высокопроницаемый. Следовательно, скважины, вскрывшие этот пласт, будут высокопродуктивными. Кроме того, если пласт 3, содержащий маловязкую нефть, можно разрабаты-

вать с применением обычного заводнения, то при разработке пластов 1 и 2, характеризующихся высоковязкой нефтью, придется с начала разработки применять иную технологию, например вытеснение нефти паром, растворами полиакриламида (загустителя воды) или при помощи внутрипластового горения.

Вместе с тем следует учитывать, что, несмотря на существенное различие параметров пластов 1, 2 и 3, окончательное решение о выделении объектов разработки принимают на основе анализа технологических и технико-экономических показателей различных вариантов объединения пластов в объекты разработки.

Объекты разработки иногда подразделяют на следующие виды: самостоятельный, т. е. разрабатываемый в данное время, и возвратный, тот, который будет разрабатываться скважинами, эксплуатируемыми в этот период другой объект.

Важная составная часть создания такой системы – выделение объектов разработки. Поэтому рассмотрим этот вопрос более подробно. Заранее можно сказать, что объединение в один объект как можно большего числа пластов на первый взгляд всегда представляется выгодным, поскольку при таком объединении потребуется меньше скважин для разработки месторождения в целом. Однако чрезмерное объединение пластов в один объект может привести к существенным потерям в нефтеотдаче и, в конечном счете, к ухудшению технико-экономических показателей. На выделение объектов разработки влияют следующие факторы.

Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции. Для различных по площадной неоднородности пластов могут быть эффективными различные сетки скважин, так что объединять такие пласты в один объект разработки оказывается нецелесообразным. В сильно неоднородных по вертикали пластах, имеющих отдельные низкопроницаемые пропластки, не сообщающиеся с высокопроницаемыми, бывает трудно обеспечить приемлемый охват горизонта воздействием по вертикали вследствие того, что в активную разработку включаются только высокопроницаемые пропластки, а низкопроницаемые прослои не подвергаются воздействию закачиваемого в пласт агента (воды, газа). С целью повышения охвата таких пластов разработкой их стремятся разделить на несколько объектов.

Физико-химические свойства нефти и газа. Большое значение при выделении объектов разработки имеют свойства нефтей. Пласты с существенно различной вязкостью нефти бывает нецелесообразно объединять в один объект, так как их необходимо разрабатывать с применением различной технологии извлечения нефти из недр с различными схемами расположения и плотностью сетки скважин. Резко различное содержание парафина, сероводорода, ценных углеводородных компонентов, промышленное содержание других полезных ископаемых также может стать причиной невозможности совместной разработки пластов как одного объекта вследствие необходимости использования различной технологии извлечения нефти и других полезных ископаемых из пластов.

Фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов. Так, если в одном пласте имеется значительная газовая шапка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один объект может оказаться нецелесообразным, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа.

Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений. Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента (водо-нефтяных и газонефтяных разделов) в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять раздельное воздействие на пропластки и извлечение из них нефти и газа, труднее изменять скорости выработки пластов и пропластков. Ухудшение условий управления разработкой месторождения ведет к уменьшению нефтеотдачи.

Техника и технология эксплуатации скважин. Могут быть многочисленные технические и технологические причины, приводящие к целесообразности или нецелесообразности применения тех или иных вариантов выделения объектов. Например, если из скважин, эксплуатирующих какой-то пласт или группы пластов, выделенных в объекты разработки, предполагается отбирать настолько значительные дебиты жидкости, что они будут предельными для современных средств эксплуатации скважин. Поэтому дальнейшее укрупнение объектов окажется невозможным по технической причине.

Эксплуатационный фонд скважин. Природным источником сырья (нефти и газа) является залежь. Доступ в нее обеспечивается посредством множества скважин. Под **фондом скважин** понимается 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 отдельных 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.

При проектировании разработки и эксплуатации нефтяных месторождений выделяются следующие категории эксплуатационных скважин:

- скважины, находящиеся в эксплуатации (действующие);
- скважины, находящиеся в капремонте после эксплуатации;
- скважины, находящиеся в ожидании капремонта;
- скважины, находящиеся в обустройстве и освоении после бурения.

По назначению эксплуатационный фонд состоит из следующих скважин:

- **добывающие скважины** имеют фонтанное, газлифтное или насосное оборудование и предназначены для добывания нефти, нефтяного газа и попутной воды;
- **нагнетательные скважины** (законтурные, приконтурные, внутриконтурные) предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа и других рабочих агентов;
- **специальные скважины** предназначены для добычи технической воды, сброса промышленных вод в поглощающие пласты, подземного хранения газа, контроля пластового давления и температуры.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки должно быть сначала подвергнуто технологическому и технико-экономическому анализу, и только после него можно принимать решение о выделении объектов разработки.

2.2. Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Нефтяные и газонефтяные месторождения вводятся в промышленную разработку на основе технологических схем и проектов разработки. Условия и порядок ввода месторождений (залежей) определяются «Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [9, 10]. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их геолого-промысловой изученности.

Разведанные месторождения или части месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения, согласно действующим нормативным документам, при соблюдении следующих основных условий [9]:

- осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, а при необходимости – пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения;
- балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ (государственной комиссией по запасам) РФ, и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата. Проектирование и ввод в разработку месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 3 млн т и газа до 3 млрд м³ осуществляются на базе запасов, принятых ЦКЗ-нефть (центральной комиссией по запасам нефти) Роскомнедра;
- утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять не менее 80 % категории С1 и до 20 % категории С2. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений нефти и газа при наличии запасов категории С2 более 20 % устанавливается в исключительных случаях ГКЗ РФ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;
- состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения;

- в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;
- имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;
- составлены рекомендации по разработке мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды и обеспечение безопасности проведения работ;
- утверждены технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект) и проектно-сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата и сопутствующих ценных компонентов в случае установления их промышленного значения;
- получена лицензия на право пользования недрами.

Технологические проектные документы на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений составляются, как правило, специализированными организациями (НИПИ), имеющими лицензии на право проектирования, и рассматриваются в установленном порядке Центральной комиссией по разработке Минтопэнерго РФ.

Технологические проектные документы служат основой для составления проектов обоснования инвестиций и ТЭО проектов, проектов обустройства и реконструкции обустройства месторождений, технических проектов на строительство скважин, схем развития и размещения нефтегазодобывающей промышленности района, разработки годовых и перспективных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений, геолого-технических мероприятий, внедряемых на месторождении.

Проектирование разработки, как и разработка месторождений, носит стадийный характер. Технологическими проектными документами являются:

- проекты пробной эксплуатации;
- технологические схемы опытно-промышленной разработки;
- технологические схемы разработки;
- проекты разработки;
- уточненные проекты разработки (доработки);
- анализы разработки.

В случае получения новых геологических данных, существенно меняющих представление о запасах месторождения, базовых объектах разработки, а также в связи с изменением экономических условий разработки или появлением новых эффективных технологий, в порядке исключения, могут быть составлены промежуточные технологические документы:

- дополнения к проектам пробной эксплуатации и дополнения к технологическим схемам опытно-промышленной разработки;
- дополнения к технологическим схемам разработки.

Проектные технологические документы на разработку месторождений и дополнения к ним рассматриваются и утверждаются ЦКР (Центральной комиссией по разработке) Минтопэнерго РФ, а также территориальными комиссиями, создаваемыми по согласованию с Минтопэнерго РФ.

Пробная эксплуатация разведочных скважин реализуется по индивидуальным планам и программам в целях уточнения добычных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов.

Для месторождений, разведка которых не закончена или при отсутствии в достаточном объеме исходных данных для составления технологической схемы разработки, составляются проекты пробной эксплуатации. Проект пробной эксплуатации месторождения составляется по данным его разведки, полученным в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации разведочных скважин. Проект пробной эксплуатации должен содержать программу работ и исследований по обоснованию дополнительных данных, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов.

Технологические схемы опытно-промышленной разработки составляются как для объектов в целом или участков месторождений, находящихся на любой стадии промышленной разработки, так и для вновь вводимых месторождений в целях проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки.

Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

Технологические схемы разработки составляются по данным разведки и пробной эксплуатации.

В технологических схемах в обязательном порядке рассматриваются мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения гидродинамическими, физико-химическими, тепловыми и другими методами.

Коэффициенты нефтеизвлечения, обоснованные в технологических схемах, подлежат дальнейшему уточнению после проведения опытно-промышленных и промышленных работ и по результатам анализа разработки.

Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю над процессом разработки.

Проекты разработки составляются после завершения бурения 70 % и более основного фонда скважин по результатам реализации технологических схем разработки с учетом уточненных параметров пластов. В проектах разработки предусматривается комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного экономически коэффициента нефтеизвлечения.

Уточненные проекты разработки составляются на поздней стадии разработки после добычи основных извлекаемых (порядка 80%) запасов нефти месторождения в соответствии с периодами планирования. В уточненных проектах по результатам реализации проектов и анализа разработки предусматриваются мероприятия по интенсификации и регулированию процесса добычи нефти, по увеличению эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

Общие требования к составлению проектных документов. Составление технологических проектных документов на промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений является комплексной научно-исследовательской работой, требующей творческого подхода, учета передового отечественного и зарубежного опыта, современных достижений науки и практики разработки (нефтепромысловой геологии, физико-химии пласта и подземной гидродинамики), компьютерных методов, технологии и техники строительства и эксплуатации скважин, обустройства промыслов, экономико-географических факторов, требований охраны недр и окружающей среды.

Исходной первичной информацией для составления технологических схем разработки месторождений являются: данные разведки, подсчет запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на проектирование и нормативная база. При составлении проектов разработки дополнительно используются геолого-промысловые данные, полученные в про-

цессе реализации утвержденной технологической схемы, результаты специальных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

В проектных документах на разработку обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;
- системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- порядок ввода объекта в разработку;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- вопросы, связанные с особенностями применения физико-химических, тепловых и других методов повышения нефтеизвлечения из пластов;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД) и качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности, промышленной и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов с учетом состояния объектов окружающей среды;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В составе проектов разработки (доработки) рекомендуются дополнительные таблицы, отражающие:

- структуру остаточных запасов нефти;
- показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов;
- данные по обоснованию бурения дополнительных скважин и скважин-дублеров.

В технологических схемах число расчетных вариантов должно быть не меньше трех, а в проектах и уточненных проектах разработки – не менее двух вариантов.

В каждом из вариантов разработки устанавливается проектный уровень добычи нефти по месторождению. Период стабильной добычи из условия, чтобы величины максимальной и минимальной добычи за этот период не отличались более чем на 2–5 % от проектного уровня.

Во всех проектных документах один из рассматриваемых вариантов разработки выделяется в качестве базового варианта. Им, как правило, является утвержденный вариант разработки по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов нефти.

Во всех рассматриваемых вариантах разработки в технологических схемах и проектах разработки предусматривается резервный фонд скважин. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом характера и степени неоднородности пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т. д. Число резервных скважин в технологических схемах может составлять 10–25 % основного фонда скважин, в проектах – до 10 %.

В технологических схемах и проектах разработки обосновывается возможность или необходимость применения методов повышения нефтеизвлечения или необходимость их опытно-промышленных испытаний.

Экономические показатели вариантов разработки определяются с использованием действующих в Минтопэнерго РФ методов экономической оценки на основе рассчитанных технологических показателей и системы рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев: дисконтированный поток денежной наличности, индекс доходности, внутренняя норма возврата капитальных вложений, период окупаемости капитальных вложений, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

В технологических схемах и проектах разработки должны предусматриваться наиболее прогрессивные системы разработки и передовая

технология нефтедобычи, обеспечивающие достижение или превышение утвержденной величины коэффициента извлечения нефти.

Если в процессе реализации утвержденного документа резко изменяются представления о геологическом строении, темпе разбуривания или освоения системы разработки и другие условия, то составляется дополнение к проектному документу. В нем уточняются технологические показатели с учетом изменившихся условий разработки. Дополнения являются неотъемлемой составной частью утвержденных технологических схем и проектов разработки. Рассмотрение и утверждение дополнений производится в установленном порядке.

2.3. Технология и показатели разработки

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр. В данном выше понятии системы разработки в качестве одного из определяющих ее факторов указано наличие или отсутствие воздействия на пласт. От этого фактора зависит необходимость бурения нагнетательных скважин. Технология же разработки пласта не входит в определение системы разработки. При одних и тех же системах можно использовать различные технологии разработки месторождений. Конечно, при проектировании разработки месторождения необходимо учитывать, какая система лучше соответствует избранной технологии, и при какой системе разработки могут быть наиболее легко получены заданные показатели.

Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки. К ним можно отнести следующие [11].

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 помощью 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.

$$Q_n = \int_0^t q_n d\tau, \quad (2.2)$$

где t – время с начала разработки месторождения; τ – текущее время.

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.

Текущий коэффициент нефтеотдачи выражает отношение накопленной добычи нефти в данный период эксплуатации месторождения к его геологическим запасам

$$\eta = Q_n / G. \quad (2.2)$$

Конечный коэффициент нефтеотдачи – это отношение извлекаемых запасов месторождения к геологическим

$$\eta_k = N / G. \quad (2.3)$$

Необходимо отметить, что в различных документах, технических и литературных источниках встречаются понятия **коэффициент извлечения нефти (КИН), конечная нефтеотдача, коэффициент нефтеизвлечения**. Все эти понятия идентичны и отражают отношение извлекаемых запасов к геологическим, а точнее к балансовым, т. к. именно балансовые запасы утверждаются регламентирующими органами. С другой стороны, извлекаемые запасы задаются в проектных документах, как количество углеводородов, которое может быть добыто с применением имеющихся технологий. Таким образом, конечная нефтеотдача характеризует в конечном итоге качество и эффективность разработки данного месторождения, которые могут быть точно определены только по окончании разработки конкретного объекта.

Темп разработки $z(t)$ – отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах в год

$$z \equiv \frac{q_n}{N}. \quad (2.4)$$

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.

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 [8]. По определению

$$\bar{z} \equiv \frac{q_n}{G}, \quad (2.5)$$

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

Если (2.4) – темп разработки, то связь между \bar{z} и z выражается равенством

$$\bar{z} \equiv z \eta_k, \quad (2.6)$$

где η_k – нефтеотдача к концу срока разработки месторождения.

Темп отбора остаточных извлекаемых запасов нефти

$$\varphi = \frac{q_n}{N - Q_n} = \frac{q_n}{N_{ост}}, \quad (2.7)$$

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

Рассмотрим интегральный показатель процесса добычи нефти:

$$\xi = \int_0^t z \, d\tau = \frac{1}{N} \int_0^t q_n \, d\tau = \frac{Q_n}{N}, \quad (2.8)$$

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

$$\xi_k = \int_0^{t_k} z \, d\tau = \frac{\int_0^{t_k} q_n \, d\tau}{N} = 1, \quad (2.9)$$

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

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

$$\eta = \int_0^t \bar{z} \, d\tau = \frac{\int_0^t q_n \, d\tau}{G} = \frac{Q_n}{G}. \quad (2.10)$$

К концу разработки месторождения, т. е. при $t = t_k$, нефтеотдача (проектный коэффициент извлечения нефти КИН)

$$\eta_k = \int_0^{t_k} \bar{z} \, d\tau = \frac{Q_n}{G} = \frac{N}{G}. \quad (2.11)$$

Обводненность продукции скважин B – отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель измеряется в процентах или долях единицы и может изменяться во времени от нуля до единицы:

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_v}{q_{жс}}. \quad (2.12)$$

Характер изменения показателя B зависит от ряда факторов. При разработке месторождений с высоковязкими нефтями вода может поя-

виться в продукции некоторых скважин с начала их эксплуатации. Некоторые залежи с маловязкими нефтями разрабатываются длительное время с незначительной обводненностью. Граничное значение 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.

Продуктивность скважины – отношение ее дебита к перепаду (депрессии) между пластовым и забойным давлениями, соответствующими дебиту:

$$\eta = \frac{q}{P_{\text{пласт}} - P_{\text{заб}}} = \frac{q}{\Delta p} \text{ [т/(сут·МПа)].} \quad (2.13)$$

Продуктивность характеризует суммарную эффективность работы скважины и призабойной зоны пласта.

Аналогом коэффициента продуктивности для нагнетательных скважин является **коэффициент приемистости**

$$\eta' = \frac{\omega}{P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}}. \quad (2.14)$$

Гидропроводность пласта в районе скважины $\varepsilon = kh/\mu$. Этот параметр измеряют в единицах: (мкм²·м)/МПа·с.

Давление насыщения [5] является важным свойством нефтей, насыщенных попутным газом, и характеризует давление, при котором имеющийся в залежи газ начинает выделяться из нефти. Давление насыщения нефти газом в пластовых условиях определяется составом, количеством нефти и газа, пластовой температурой. Растворенный попутный газ, по мере снижения давления при добыче, выделяется из нефти. В пластовых условиях все нефти содержат растворенный газ. Чем выше давление в пласте, тем больше газа может быть растворено в нефти.

В 1 м³ нефти содержание растворенного газа, приведенное к нормальным условиям, может достигать 1000 м³.

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 тонну 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. Энергетические ресурсы пласта характеризуются существующим в нем давлением. Под пластовым давлением понимают давление в пласте между скважинами, установившееся во время работы всех скважин. В процессе эксплуатации для рационального использования энергии пласта необходим постоянный контроль распределения пластового давления в залежи. Это осуществляется путем систематических замеров забойных и пластовых давлений. 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 изменени-

ем пластового давления используют средневзвешенную по площади или объему пласта величину.

Под забойным давлением понимается давление на забое скважины, которое замеряется во время установившейся работы скважины (динамическое забойное давление). Ему соответствует динамический уровень в скважине (уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление).

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.

2.4. Основные периоды разработки нефтяных и газовых месторождений

Применительно к нефтяным месторождениям основными показателями разработки считаются годовая добыча нефти $q_n(t)$ и обводненность добываемой продукции B . По характеру (динамике) изменения этих показателей во времени период разработки любого месторождения или залежи делится на четыре стадии, каждая из которых имеет различную продолжительность [6].

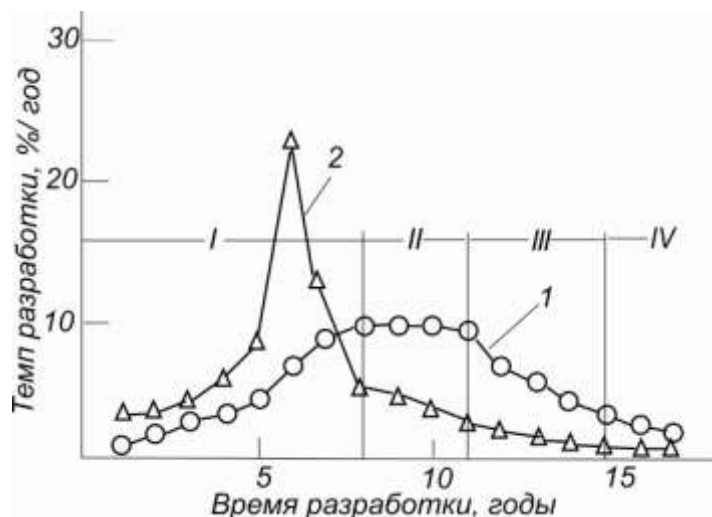


Рис. 2.2. График изменения темпа разработки во времени:
1 — месторождение А; 2 — месторождение В; I, II, III, IV — стадии разработки

На рис. 2.2 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 кри-

вой 1 можно выделить четыре периода разработки, которые будем называть стадиями.

Первая стадия (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), когда происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, за счет ввода которых в эксплуатацию происходит увеличение добычи нефти. При этом продукция скважин остается безводной или низкообводненной. Темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. 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. По окончании ввода пробуренных добывающих скважин в эксплуатацию достигнутая к концу первой стадии добыча нефти теоретически должна снижаться, однако она может быть удержана на достигнутом уровне за счет поддержания пластового давления (ППД), проведения каких-либо геологических (ГТМ) или технико-технологических мероприятий (ТТМ). В этом случае наступает вторая стадия разработки, характеризующаяся относительно стабильной добычей нефти и постоянным нарастанием содержания воды в продукции скважин.

Вторая стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии.

Основная задача этой стадии осуществляется путем бурения скважин резервного фонда, регулирования режимов скважин и освоения в полной мере системы заводнения или другого метода воздействия на пласт. Некоторые скважины к концу стадии перестают фонтанировать, и их переводят на механизированный способ эксплуатации (с помощью насосов). С течением времени эффективность ППД и ГТМ неизбежно уменьшается и наступает третья стадия разработки, характеризующаяся снижением добычи нефти и увеличением темпов ее обводненности.

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. Четвертая стадия разработки характеризуется продолжающимся уменьшением добычи нефти с несколько меньшими темпами, чем на третьей стадии, и существенным увеличением, по отношению к третьему периоду обводненности продукции скважин.

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. 2.2 (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.

Отметим еще раз, что описанная картина изменения добычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить естественно в том случае, когда технология разработки месторождения и, может быть, система разработки останутся неизменными во времени. В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов на какой-то стадии разработки месторождения, скорее всего на третьей или четвертой, может быть применена новая технология извлечения нефти из недр, вследствие чего снова будет расти добыча нефти из месторождения.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений [3] принято выделять следующие периоды добычи газа: нарастающей, постоянной и падающей (рис. 2.3).

Период нарастающей добычи газа. Продолжается несколько лет, для крупных месторождений – до 7...10 и более лет. В этот период ведется разбуривание месторождения, промысловое обустройство, ввод в эксплуатацию линейных компрессорных станций на магистральном газопроводе. Отбор газа из месторождения на стадии нарастающей добычи может достигать 20...25 % начальных запасов.

Период постоянной добычи газа. Продолжается до тех пор, пока экономически целесообразно удерживать постоянные годовые отборы газа за счет ввода новых скважин и/или наращивания мощностей дожимных компрессорных станций. Суммарный отбор газа из залежи к концу периода постоянной добычи достигает 60...75 % начальных запасов.

Период падающей добычи характеризуется неизменным в случае газового режима числом эксплуатационных скважин и его сокращением вследствие обводнения при водонапорном режиме залежи. В некоторых случаях число эксплуатационных скважин в период падающей добычи может возрасти за счет их добурирования для выполнения запланированных объемов добычи газа или для разработки обнаруженных «целиков» обводненной пластовой водой газа.

Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений, запасы которых исчисляются сотнями млрд м³.

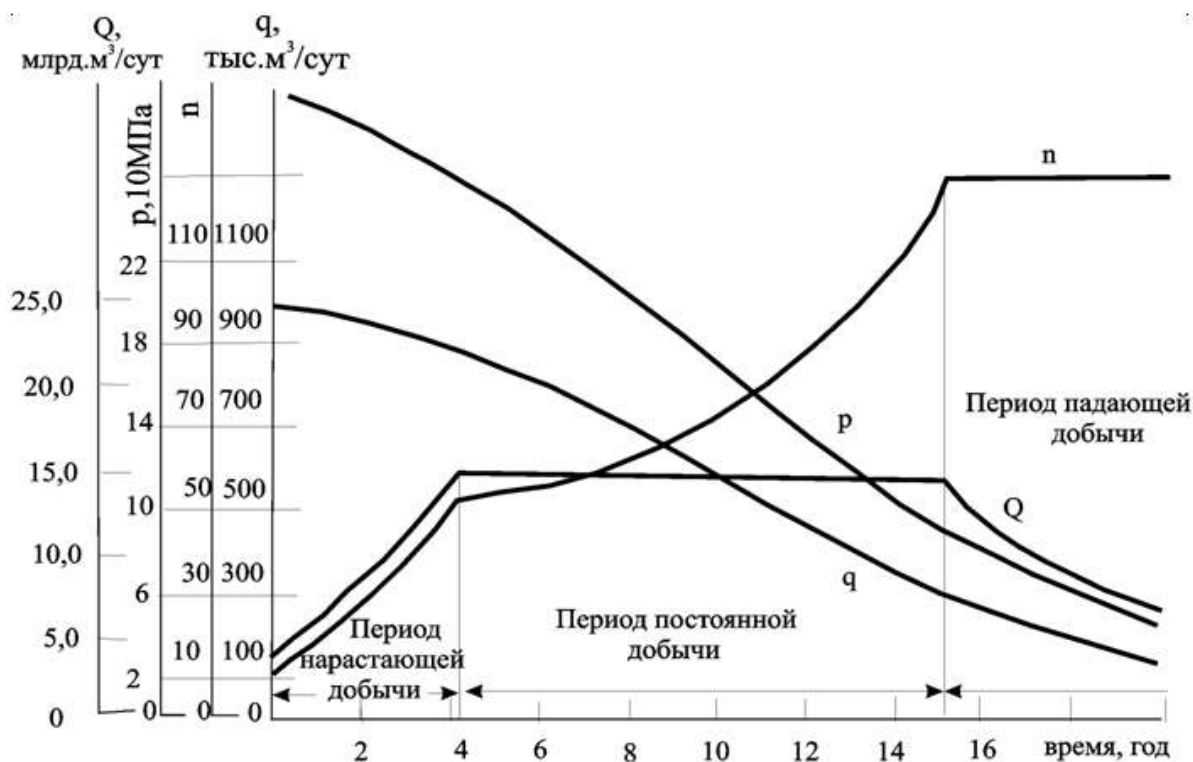


Рис. 2.3. Изменение во времени показателей разработки газового месторождения при газовом режиме и равномерном размещении скважин:
 Q – добыча газа; p – средневзвешенное пластовое давление;
 n – число скважин; q – дебит скважин

Для всех трех периодов присуще, как правило, уменьшение во времени дебитов скважин, пластовых и забойных давлений. Протекание

всех трех периодов характерно для крупных месторождений, запасы которых исчисляются сотнями млрд м³. При разработке средних по запасам месторождений газа период постоянной добычи газа часто отсутствует. При разработке незначительных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа.

С точки зрения технологии добычи газа выделяются период бескомпрессорной и период компрессорной эксплуатации залежи. Переход от бескомпрессорной к компрессорной эксплуатации определяется технико-экономическими показателями и заданным темпом отбора газа.

С точки зрения подготовленности месторождений к разработке и степени его истощения различают периоды: опытно-промышленной эксплуатации, промышленной эксплуатации и период доразработки.

При опытно-промышленной эксплуатации месторождения наряду с поставкой газа потребителю производится его доразведка с целью получения уточненных сведений, необходимых для составления проекта разработки. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации месторождений природных газов не превышает, как правило, трех-четырёх лет.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений, кроме вышеперечисленных, можно выделить периоды разработки без поддержания пластового давления и разработки с поддержанием пластового давления [12]. Период разработки без поддержания пластового давления продолжается до тех пор, пока средневзвешенное по объему газоконденсатной залежи пластовое давление не сравняется с давлением начала конденсации данной залежи.

В случае применения сайклинг-процесса (закачки в пласт сухого газа, добытого из той же залежи, в целях поддержания пластового давления на уровне давления начала конденсации) следует выделять период консервации запасов газа, в процессе которого основным добываемым продуктом является конденсат.

Таким образом, в каждый период применяется своя система разработки газовой залежи. В технологическом значении этого понятия – это комплекс технических мероприятий по управлению процессом движения газа конденсата и воды в пласте.

Управление процессом движения газа, конденсата и воды в пласте осуществляется посредством следующих технических мероприятий:

- определенного размещения рассчитанного числа эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважин на структуре и площади газоносности;
- установления технологического режима эксплуатации скважин;

- рассчитанного порядка ввода скважин в эксплуатацию;
- поддержания баланса пластовой энергии.

Необходимо подчеркнуть, что все показатели, присущие данной технологии извлечения нефти и газа из недр при данной системе разработки месторождения взаимосвязаны. Нельзя, например, произвольно задавать перепады давления, пластовое давление, добычу жидкости и расход закачиваемых в пласт веществ. Изменение одних показателей может повлечь за собой изменение других. Взаимосвязь показателей разработки следует учитывать в расчетной модели разработки месторождения, и если одни из показателей заданы, то другие должны быть рассчитаны.

3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

3.1. Режимы работы нефтяных залежей

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки.

Источники и характеристики пластовой энергии

Энергия – это физическая величина, определяющая способность тел совершать работу. Работа, применительно к нефтедобыче, представляется как разность энергий или освободившаяся энергия, необходимая для перемещения нефти в пласте и дальше на поверхность. Различаем естественную и в случае ввода извне, с поверхности искусственную пластовые энергии. Они выражаются в виде потенциальной энергии как энергии положения и энергии упругой деформации.

Потенциальная энергия положения

$$E_n = Mgh_{cm}, \quad (3.1)$$

где M – масса тела (пластовой или закачиваемой с поверхности воды, нефти, свободного газа); g – ускорение свободного падения; h – высота, на которую поднято тело относительно произвольно выбранной плоскости начала отсчета (для пластовых условий h – это глубина залегания пласта, определяющая гидростатический напор).

Поскольку масса тела $M = V\rho$, $\rho gh_{ct} = p$, то энергия положения равна произведению объема тела V на создаваемое давление p :

$$E_n = V\rho gh_{cm} = Vp, \quad (3.2)$$

где ρ – плотность тела. То есть, чем больше масса тела и высота его положения (напор) или объем тела и создаваемое им давление, тем больше потенциальная энергия положения.

Потенциальная энергия упругой деформации

$$E_\delta = P\Delta l, \quad (3.3)$$

где $P = pF$ – сила, равная произведению давления p на площадь F ; Δl – линейная деформация (расширение).

Так как приращение объема $\Delta V = F\Delta l$, то

$$E_\delta = p\Delta V. \quad (3.4)$$

Приращение объема ΔV при упругой деформации можно представить, исходя из закона Гука, через объемный коэффициент упругости среды

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (3.5)$$

тогда

$$E_{\partial} = \beta V p \Delta p. \quad (3.6)$$

Следовательно, чем больше упругость и объем V среды (воды, нефти, газа, породы), давление p и возможное снижение давления Δp , тем больше потенциальная энергия упругой деформации.

Количество пластовой воды и свободного газа определяется соответственно размерами водоносной области и газовой шапки, а количество растворенного в нефти газа – объемом нефти V_n и давлением p_n насыщения нефти газом (по закону Генри) или газосодержанием пластовой нефти Γ_0 (объемное количество растворенного газа, измеренного в стандартных условиях, которое содержится в единице объема пластовой нефти):

$$V_2 = \alpha_p p_n V_n = \Gamma_0 V_n, \quad (3.7)$$

где α_p – коэффициент растворимости газа в нефти.

Отсюда следует, что основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);
- энергия напора (положения) нефти;
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа;
- энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы.

Энергии этих видов могут проявляться в залежи совместно, а энергия упругости нефти, воды, породы наблюдается всегда. В нефтегазовых залежах в присводовой части активную роль играет энергия газовой шапки, а в приконтурных зонах – энергия напора или упругости пластовой воды. В зависимости от темпа отбора нефти добывающие скважины, расположенные вблизи внешнего контура нефтеносности, могут создавать такой экранирующий эффект, при котором в центре залежи действует в основном энергия расширения растворенного газа, а на периферии – энергия напора или упругости пластовой воды и т. д.

Эффективность расходования пластовой энергии, т. е. количество получаемой нефти на единицу уменьшения величины энергии, зависит от вида и начальных запасов энергии, способов и темпа отбора нефти.

На основании изложенного можно сказать, что значение пластовой энергии зависит от давления, упругости жидкости (нефти, воды) и по-

роды, газосодержания, объемов воды и газа, связанных с нефтяной залежью. Искусственная энергия вводится в пласт при закачке в нагнетательные скважины воды, газа, пара и различных растворов.

Пластовая энергия расходуется на преодоление разного рода сил сопротивления, гравитационных, капиллярных сил при перемещении нефти и проявляется в процессе снижения давления, создания депрессии на пласт-коллектор Δp (разности между пластовым $p_{пл}$ и забойным p_z давлениями).

По преобладающему виду энергии различают следующие режимы работы нефтяных залежей: упругий; водонапорный; растворенного газа; газонапорный; гравитационный; смешанные. Такое деление на режимы в «чистом виде» весьма условно. При реальной разработке месторождений в основном отмечают смешанные режимы.

Упругий режим

Главное условие упругого режима – превышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом p_n . При этом забойное давление p_z не ниже p_n , нефть находится в однофазном состоянии. Созданное в добывающей скважине возмущение давления (депрессия) распространяется с течением времени в глубь пласта (наблюдается первая фаза упругого режима). Вокруг скважины образуется увеличивающаяся депрессионная воронка. Приток нефти происходит за счет энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы – энергии их упругого расширения. При снижении давления увеличивается объем нефти и связанной воды и уменьшается объем пор; соответствующий объем нефти поступает в скважины. Затем депрессионные воронки отдельных скважин, расширяясь, сливаются, образуется общая депрессионная воронка, которая по мере отбора нефти распространяется до границ залегания залежи.

Если залежь литологически или тектонически ограничена (замкнута), то в дальнейшем наступает вторая фаза упругого режима, в течение которой на контуре ограничения пласта, совпадающим с контуром нефтеносности, давление уменьшается во времени; уменьшается также давление в залежи. Упругий режим может быть продолжительным при значительном недонасыщении нефти газом. В противном случае этот режим быстро может перейти в другой вид. В объеме всего пласта упругий запас нефти составляет обычно малую долю (приблизительно 5–10 %) по отношению к общему запасу, однако он может выражать довольно большое количество нефти в массовых единицах. В случае ограниченности залежи во второй фазе проявляется разновидность упругого режима – замкнуто-упругий режим.

Если залежь не ограничена, то общая депрессионная воронка будет распространяться в законтурную водоносную область, значительную по размерам и гидродинамически связанную с залежью. Упругий режим будет переходить во вторую разновидность – упруговодонапорный режим. Упруговодонапорный режим обусловлен проявлением энергии упругого расширения нефти, связанной воды, воды в водоносной области, пород пласта в нефтяной залежи и в водоносной области и энергии напора краевых вод в водоносной области.

Для замкнуто-упругого и упруговодонапорного режимов характерно значительное снижение давления в начальный период постоянного отбора нефти (или снижение текущего отбора при постоянном давлении p_3). При упруговодонапорном режиме темп дальнейшего снижения давления (текущего отбора) замедляется. Это связано с тем, что зона возмущения охватывает увеличивающиеся во времени объемы водоносной области и для обеспечения одного и того же отбора нефти требуется уже меньшее снижение давления. Если внешняя граница водоносной области находится выше (на более высокой гипсометрической отметке), чем забой скважины, то кроме энергии упругости действует потенциальная энергия напора (положения) контурной воды.

Водонапорный режим

С момента начала распространения депрессионной воронки за пределы водонефтяного контакта (ВНК) в законтурную водоносную область вода внедряется в нефтяную зону и вытесняет нефть к забоям добывающих скважин. Нефть движется в пласте к забоям добывающих скважин под напором краевых (или подошвенных) вод. Извлечение нефти сопровождается ее замещением законтурной водой, что объясняет достаточно стабильные во времени дебиты скважин. При этом благодаря гидродинамической связи с поверхностными источниками (естественные водоемы), залежь пополняется из них водой в количествах, равных или несколько меньших количества отбираемой жидкости и газа из пласта в процессе его разработки. Пласт-коллектор должен иметь достаточную проницаемость на всем протяжении от залежи до мест поглощения поверхностных вод. Это и обуславливает активность законтурной воды. При водонапорном режиме нефть в пласте находится в однофазном состоянии; выделения газа в пласте не происходит, как и при упругом режиме.

Когда наступает равновесие (баланс) между отбором из залежи жидкости и поступлением в пласт краевых или подошвенных вод, проявляет себя водонапорный режим, который еще называют жестким водонапорным вследствие равенства количеств отобранной жидкости

(нефти, воды) и вторгшейся в залежь воды. Существование его связывают с наличием контура питания и с закачкой в пласт необходимых объемов воды для выполнения этого условия. Это *искусственный режим*, когда преобладающим видом энергии является энергия закачиваемого с поверхности земли в пласт вытесняющего агента – воды.

Нарушение равновесия между отбором жидкости и поступлением воды приводит к тому, что начинают играть роль энергии других видов: при увеличении поступления воды – энергия упругости; при уменьшении поступления воды (увеличении отбора) и снижении давления ниже давления насыщения – энергия расширения растворенного газа.

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа обусловлен проявлением энергии расширения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения. Снижение давления ниже значения p_n сопровождается выделением из нефти ранее растворенного в ней газа. Пузырьки этого газа, расширяясь, продвигают нефть и сами перемещаются по пласту к забоям скважин. Часть пузырьков газа сегрегирует (всплывает), накапливаясь в своде структуры и образуя газовую шапку. Режим растворенного газа в чистом виде может проявиться в пласте, содержащем нефть, полностью насыщенную газом (начальное давление $p_{пл} = p_n$). Этот режим протекает в две фазы. В течение первой фазы депрессионная воронка каждой скважины расширяется до слияния с воронками других скважин или до естественной границы пласта (контура нефтеносности). Во второй фазе происходит общее снижение давления в залежи и на линиях слияния депрессионных воронок или на границе пласта. Для него характерны высокий темп снижения пластового давления (отборов нефти) и непрерывное изменение газового фактора (отношение расхода добываемого газа, приведенного к стандартным условиям, к расходу дегазированной нефти): вначале увеличение до максимального значения, затем уменьшение. Если залежь характеризуется некоторым превышением начального давления $p_{пл}$ над давлением p_n , то в начальный период при снижении давления до значения p_n она работает за счет энергии упругости, либо за счет энергий упругости и напора вод. Если $p_3 < p_n$ то энергия расширения газа сочетается с этими энергиями.

Газонапорный режим

Газонапорный режим (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки. Под газовой шапкой понимают скопление свободного газа

над нефтяной залежью, тогда саму залежь называют нефтегазовой (или нефтегазоконденсатной). В зависимости от состояния давления в газовой шапке различают газонапорный режим двух видов: упругий и жесткий.

При упругом газонапорном режиме в результате некоторого снижения давления на газонефтяном контакте (ГНК) вследствие отбора нефти начинается расширение объема свободного газа газовой шапки и вытеснение им нефти. По мере отбора нефти из залежи давление газа уменьшается.

Жесткий газонапорный режим отличается от упругого тем, что давление в газовой шапке в процессе отбора нефти остается постоянным. Такой режим в чистом виде возможен только при непрерывной закачке в газовую шапку достаточного количества газа или же в случае значительного превышения запасов газа над запасами нефти (в объемных единицах при пластовых условиях), когда давление в газовой шапке уменьшается незначительно по мере отбора нефти.

В условиях проявления газонапорного режима начальное давление $p_{пл}$ (на уровне ГНК) равно давлению p_n . Поэтому при создании депрессии давления происходит выделение растворенного газа и нефть движется по пласту за счет энергии его расширения. Часть газа сегрегирует в повышенные зоны и пополняет газовую шапку. Это способствует замедлению темпов снижения пластового давления, а также обуславливает малое значение газового фактора для скважин, удаленных от ГНК. Скважины, расположенные вблизи ГНК, характеризуются очень высоким значением газового фактора вследствие прорывов газа.

Эффективность разработки залежи при газонапорном режиме зависит от соотношения размеров газовой шапки и характера структуры залежи. Благоприятные условия для наиболее эффективного проявления такого режима – высокая проницаемость коллекторов, большие углы наклона пластов и небольшая вязкость нефти. По мере извлечения нефти из пласта и снижения пластового давления в нефтенасыщенной зоне, газовая шапка расширяется, и газ вытесняет нефть к забоям скважин. При этом газ прорывается к скважинам, расположенным вблизи от ГНК. Выход газа и газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким дебитом недопустима, так как прорывы газа приводят к бесконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти. Поэтому необходимо вести постоянный контроль за работой скважин, расположенных вблизи газовой шапки, а в случае резкого увеличения количества газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, ограничить их дебит или даже прекратить эксплуатацию скважин.

Гравитационный режим

Гравитационный режим начинает проявляться тогда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти (гравитационные силы), а остальные энергии истощились. Выделяют такие его разновидности:

- гравитационный режим с перемещающимся контуром нефтеносности (напорно-гравитационный), при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению крутозалегающего пласта и заполняет его пониженные части; дебиты скважин небольшие и постоянные;
- гравитационный режим с неподвижным контуром нефтеносности (со свободной поверхностью), при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта. Дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.

Смешанные режимы

Режим, при котором возможно одновременное проявление энергий растворенного газа, упругости и напора воды, называют смешанным. Его рассматривают зачастую как вытеснение газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении p_z ниже p_n . Давление на контуре нефтеносности может равняться p_n или быть выше его. Такой режим протекает в несколько фаз: сначала проявляется энергия упругости нефти и породы, затем подключается энергия расширения растворенного газа и дальше – энергия упругости и напора водонапорной области. К такому сложному режиму относят также сочетание газо- и водонапорного режимов (газоводонапорный режим), которое иногда наблюдается в нефтегазовых залежах с водонапорной областью. Особенность такого режима – двухстороннее течение жидкости: на залежь нефти одновременно наступает ВНК и ГНК, нефтяная залежь потоко-разделяющей поверхностью (плоскостью; на карте линией) условно делится на зону, разрабатываемую при газонапорном режиме, и зону, разрабатываемую при водонапорном режиме.

Режимам работы нефтяных залежей дают также дополнительные характеристики. Различают режимы с перемещающимися и неподвижными контурами нефтеносности. К первым относят водонапорный, га-

зонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы, а ко вторым – упругий, режим растворенного газа и гравитационный со свободной поверхностью нефти. Водо-, газонапорный и смешанный режимы называют режимами вытеснения (напорными режимами), а остальные – режимами истощения (истощения пластовой энергии).

Названные выше режимы рассмотрены в плане их естественного проявления (естественные режимы). Природные условия залежи лишь способствуют развитию определенного режима работы. Конкретный режим можно установить, поддержать или заменить другими путем изменения темпов отбора и суммарного отбора жидкости, ввода дополнительной энергии в залежь и т. д. Например, поступление воды отстает от отбора жидкости, что сопровождается дальнейшим снижением давления в залежи. При вводе дополнительной энергии создаваемые режимы работы залежи называют искусственными (водо- и газонапорный).

3.2. Режимы работы газовых месторождений

Под режимом газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявления доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважинам в процессе разработки залежи [3]. На газовых месторождениях в основном проявляются **газовый** и **водонапорный режимы**.

Режим существенно влияет на разработку залежи и, наряду с другими факторами, определяет основные условия эксплуатации, к которым, например, относятся темп падения давления и дебитов газа, обводнение скважин и т. п.

Режим работы залежи зависит от геологического строения залежи; гидрогеологических условий, ее размеров и протяженности водонапорной системы; физических свойств и неоднородности газовых коллекторов; темпа отбора газа из залежи; используемых методов поддержания пластового давления (для газоконденсатных месторождений).

Газовый режим (режим расширяющегося газа). При газовом режиме газонасыщенность пористой среды в процессе разработки не меняется, основным источником энергии, способствующим движению газа в системе пласт – газопровод, является давление, создаваемого расширяющимся газом. На глубокозалегающих газовых месторождениях незначительное влияние может оказать упругость газоносного коллектора. Этот режим проявляется в том случае, если отсутствуют пластовые воды или если они практически не продвигаются в газовую залежь при снижении давления в процессе разработки.

Водонапорный режим. Основным источником пластовой энергии при этом режиме работы газовой залежи – напор краевых (подошвенных) вод. Водонапорный режим подразделяется на упругий и жесткий.

Упругий режим связан с упругими силами воды и породы. Жесткий режим газовой залежи связан с наличием активных пластовых вод и характеризуется тем, что при эксплуатации в газовую залежь поступают подошвенные или краевые воды, в результате чего не только уменьшается объем пласта, занятого газом, но и полностью восстанавливается пластовое давление.

На практике месторождения, как правило, разрабатываются при газодонапорном (упругодонапорном) режиме. В этом случае газ в пласте продвигается в результате его расширения и действия напора воды. Причем количество воды, внедряющейся за счет расширения газа, значительно меньше того количества, которое необходимо для полного восстановления давления. Главным условием продвижения воды в залежь является связь ее газовой части с водоносной. Продвижение воды может привести к обводнению скважин. Это следует учитывать при расположении скважин по площади и при проектировании глубины забоя новых добывающих скважин.

При упругодонапорном режиме вода внедряется в разрабатываемую газовую залежь за счет падения давления в системе и связанного с этим расширения пород пласта, а также самой воды.

Газовые залежи с водонапорным режимом, в которых полностью восстанавливается давление при эксплуатации, встречаются довольно редко. Обычно при водонапорном режиме давление восстанавливается частично, т. е. пластовое давление при эксплуатации понижается, но темп понижения более медленный, чем при газовом режиме.

В большинстве своем газовые месторождения в начальный период разрабатываются по газовому режиму. Проявление водонапорного режима обычно замечается не сразу, а после отбора из залежи 20–50 % запасов газа. На практике встречаются также исключения из этого правила, например для мелких газовых месторождений водонапорный режим может проявляться практически сразу после начала эксплуатации.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений с целью получения наибольшего количества конденсата путем закачки в пласт сухого газа (так называемый сайклинг-процесс) или воды иногда создают искусственный газонапорный или водонапорный режим.

В некоторых случаях на режим работы залежи в многопластовом месторождении могут влиять условия разработки выше или ниже лежащих горизонтов, например при перетоках газа.

До начала разработки газового месторождения можно высказать только общие соображения о возможности проявления того или иного режима. Характер режима устанавливается по данным, полученным при эксплуатации месторождения.

3.3. Параметры, характеризующие систему разработки

Данное в предыдущем разделе определение системы разработки нефтяного месторождения – общее, охватывающее весь комплекс инженерных решений, обеспечивающих ее построение для эффективного извлечения полезных ископаемых из недр. Для характеристики различных систем разработки месторождений в соответствии с этим определением необходимо использовать большое число параметров. Однако на практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

наличие или отсутствие воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;

расположение скважин на месторождении.

По этим признакам классифицируют системы разработки нефтяных месторождений. Можно указать четыре основных параметра, по которым характеризуют ту или иную систему разработки.

Параметр плотности сетки скважин S_c – площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину. Если площадь нефтеносности месторождения равна S , а число добывающих и нагнетательных скважин на месторождении n , то

$$S_c = S/n. \quad (3.8)$$

Размерность $[S_c] = \text{м}^2/\text{скв}$. В ряде случаев используют параметр $S_{\text{сд}}$ равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину. Чем больше S_c , тем эффективнее система разработки, т.к. одна скважина обслуживает большую площадь пласта.

Удельный извлекаемый запас нефти или параметр А.П. Крылова $N_{\text{кр}}$ – отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин

$$N_{\text{кр}} = N/n. \quad (3.9)$$

Размерность параметра $[N_{\text{кр}}] = \text{т}/\text{скв}$.

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 добывающих скважин основного фонда, т. е. $\omega_p = n_p/n_d$.

Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку частей пласта, не охваченных разработкой в результате выявившихся в процессе эксплуатационного его разбуривания не известных ранее особенностей геологического строения этого пласта, а также физических свойств нефти и содержащих ее пород (литологической неоднородности, тектонических нарушений, неньютоновских свойств).

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.

Применяют следующую классификацию систем разработки нефтяных месторождений по двум указанным выше признакам.

3.4. Системы разработки при отсутствии воздействия на пласт

Если предполагается, что нефтяное месторождение будет разрабатываться в основной период при режиме растворенного газа, для которого характерно незначительное перемещение водонефтяного раздела, т. е. при слабой активности законтурных вод, то применяют равномерное, геометрически правильное расположение скважин по четырехточечной (рис. 3.1) или трехточечной (рис. 3.2) сетке.

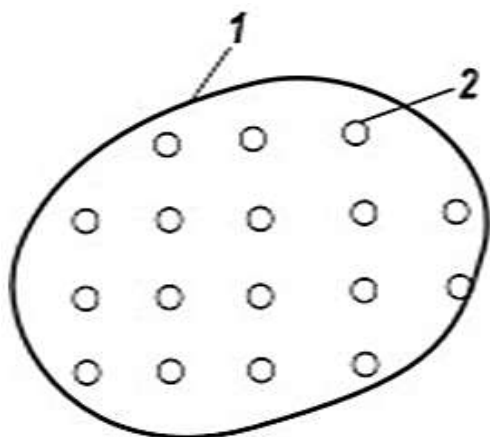


Рис. 3.1. Расположение скважин по квадратной сетке:
1 – условный контур нефтеносности;
2 – добывающие скважины

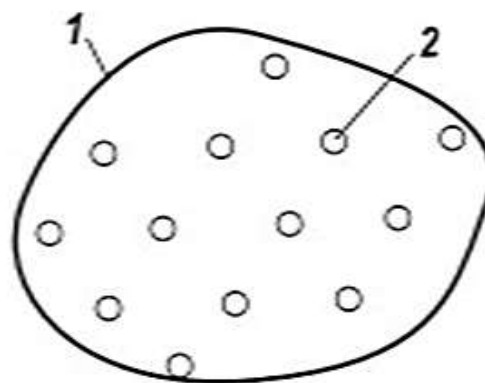


Рис. 3.2. Расположение по треугольной сетке:
1 – условный контур нефтеносности;
2 – добывающие скважины

В тех же случаях, когда предполагается определенное перемещение водонефтяного и газонефтяного разделов, скважины располагают с учетом положения этих разделов (рис. 3.3).

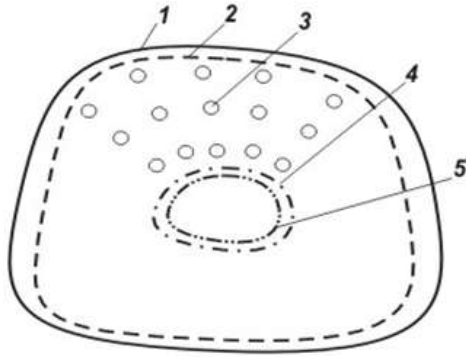


Рис. 3.3. Расположение скважин с учетом водонефтяного и газонефтяного разделов:
 1 – внешний контур нефтеносности;
 2 – внутренний контур нефтеносности;
 3 – добывающие скважины;
 4 – внешний контур газоносности;
 5 – внутренний контур газоносности

Параметр плотности сетки скважин S_c , вообще говоря, может изменяться в очень широких пределах для систем разработки без воздействия на пласт.

Так, при разработке месторождений сверхвязких нефтей (вязкостью в несколько тысяч 10^{-3} Па·с) он может составлять $(1-2) \cdot 10^4$ м²/скв. Нефтяные месторождения с низкопроницаемыми коллекторами (сотые доли мкм²) разрабатывают при $S_c = (10-20) \cdot 10^4$ м²/скв. Конечно, разработка как месторождений высоковязких нефтей, так и месторождений с низкопроницаемыми коллекторами при указанных значениях может быть экономически целесообразной при значительных толщинах пластов, т. е. при высоких значениях параметра А.П. Крылова или при небольших глубинах залегания разрабатываемых пластов, т. е. при небольшой стоимости скважин. Для разработки обычных коллекторов $S_c = (25-64) \cdot 10^4$ м²/скв.

При разработке месторождений с высокопродуктивными трещиноватыми коллекторами S_c может быть равен $(70-100) \cdot 10^4$ м²/скв. и более.

Параметр $N_{кр}$ также изменяется в довольно широких пределах. В некоторых случаях он может быть равен одному или нескольким десяткам тысяч тонн нефти на скважину, в других – доходить до миллиона тонн нефти на скважину. Для равномерной сетки скважин средние расстояния между скважинами вычисляют по следующей формуле:

$$l = aS_c^{1/2}, \quad (3.10)$$

где l – в м; a – коэффициент пропорциональности; S_c – в м²/скв.

Формулу (3.10) можно использовать для вычисления средних условных расстояний между скважинами при любых схемах их расположения.

Для систем разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласт параметр $\bar{\omega}$, естественно, равен нулю, а параметр ω_p может составлять в принципе 0,1–0,2, хотя резервные скважины в основном предусматривают для системы с воздействием на нефтяные пласты.

Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты в России в настоящее время применяют редко, в основном в случае длительно эксплуатируемых сильно истощенных месторождений, разработка которых началась задолго до широкого развития методов заводнения (до 50-х гг.); при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой, месторождений, содержащих сверхвязкие неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами. За рубежом разработка месторождений без воздействия на нефтяные пласты продолжает осуществляться в больших, чем в России, масштабах, особенно в случаях пластов с трещиноватыми коллекторами при высоком напоре законтурных вод.

3.5. Системы разработки с воздействием на пласты

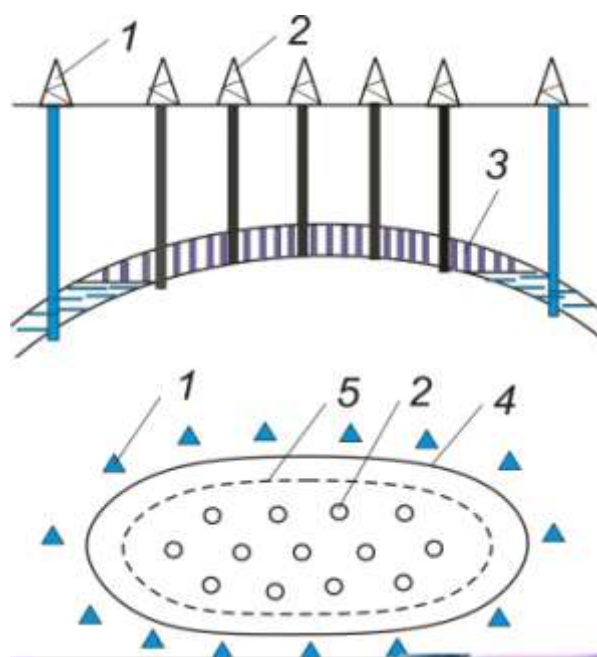
Системы с законтурным воздействием (заводнением)

Сущность законтурного заводнения заключается в быстром восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой (за внешним контуром нефтеносности). При этом, линию нагнетания намечают на некотором расстоянии за внешним контуром нефтеносности. Одним из главных благоприятных условий для законтурного заводнения должна быть хорошая сообщаемость залежи с законтурной областью.

На рис. 3.4 в плане и в разрезе показано расположение добывающих и нагнетательных скважин при разработке нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения. Здесь два ряда добывающих скважин пробурены вдоль внутреннего контура нефтеносности. Кроме того, имеется один центральный ряд добывающих скважин.

Помимо параметра для характеристики систем с законтурным заводнением можно использовать дополнительные параметры, такие, как расстояние между контуром нефтеносности и первым рядом добывающих скважин, первым и вторым рядом добывающих скважин и т. д., а также расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$. Нагнетательные скважины расположены за внешним контуром нефтеносности. Показанное на рис. 3.4 размещение трех рядов добывающих скважин характерно для сравнительно небольших по ширине месторождений. Так, при расстояниях между рядами, а также между ближайшим к контуру нефтеносности рядом и самим контуром нефтеносности, равных

500–600 м, ширина месторождения составляет 2–2,5 км. При большей ширине месторождения на его нефтеносной площади можно расположить пять рядов добывающих скважин. Однако дальнейшее увеличение числа рядов скважин, как показали теория и опыт разработки нефтяных месторождений, нецелесообразно. При числе рядов добывающих скважин больше пяти центральная часть месторождения слабо подвергается воздействию законтурным заводнением, пластовое давление здесь падает и эта часть разрабатывается при режиме растворенного газа, а затем после образования ранее не существовавшей (вторичной) газовой шапки – при газонапорном. Естественно, законтурное заводнение в данном случае окажется малоэффективным воздействием на пласт.



*Рис. 3.4. Расположение скважин при законтурном заводнении:
1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины; 3 – нефтяной пласт;
4 – внешний контур нефтеносности; 5 – внутренний контур нефтеносности*

Системы разработки нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения, как и все системы с воздействием на пласт, отличаются от систем без воздействия на пласт, как правило, большими значениями параметров S_c и $N_{кр}$ т. е. более редкими сетками скважин. Эта особенность при воздействии на пласт связана, во-первых, с получением больших дебитов скважин, чем при разработке без воздействия на пласт, что позволяет обеспечить высокий уровень добычи нефти из месторождения в целом меньшим числом скважин. Во-вторых, она объясняется возможностью достижения при воздействии на пласт большей

нефтеотдачи и, следовательно, возможностью установления большей величины извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину.

Параметр $\bar{\omega}$ для систем с законтурным заводнением колеблется в широких пределах от 1 до 1/5 и менее. Параметр ω_p для всех систем разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласт изменяется в пределах 0,1–0,3.

Системы с внутриконтурным воздействием

Системы с внутриконтурным воздействием получили в России наибольшее развитие при разработке нефтяных месторождений. Их используют не только при воздействии на пласт путем заводнения, но и при других методах разработки, применяемых с целью повышения нефтеотдачи пластов. В России применяют следующие виды внутриконтурного заводнения:

- разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площади и блоки (блочные рядные системы разработки);
- площадное заводнение (четырёх-, пяти-, семи-, девяти- точечные системы);
- сводовое заводнение (осевое, кольцевое, центральное);
- очаговое заводнение (дополнительное мероприятие к основной системе заводнения);
- избирательное заводнение;
- барьерное заводнение.

Рядные системы разработки

При этих системах на месторождениях, обычно в направлении, поперечном их простиранию, располагают ряды добывающих и нагнетательных скважин. Практически применяют однорядную, трехрядную и пятирядную схемы расположения скважин, представляющие собой соответственно чередование одного ряда добывающих скважин и ряда нагнетательных скважин, трех рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин, пяти рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин. Более пяти рядов добывающих скважин обычно не применяют по той же причине, что и при законтурном заводнении, так как в этом случае в центральной части полосы нефтеносной площади, заключенной между рядами нагнетательных скважин, воздействие на пласт заводнением ощущаться практически не будет, в результате чего про-

изойдет падение пластового давления с соответствующими последствиями.

Число рядов в рядных системах нечетное вследствие необходимости проводки центрального ряда скважин, к которому предполагается стягивать водонефтяной раздел при его перемещении в процессе разработки пласта. Поэтому центральный ряд скважин в этих системах часто называют стягивающим рядом.

Однорядная система разработки. Расположение скважин при такой системе показано на рис. 3.5. Рядные системы разработки необходимо характеризовать уже некоторыми иными параметрами (помимо указанных четырех основных). Так, помимо расстояния между нагнетательными скважинами $2\sigma_n$ и расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$, следует учитывать ширину блока или полосы (см. рис. 3.5).

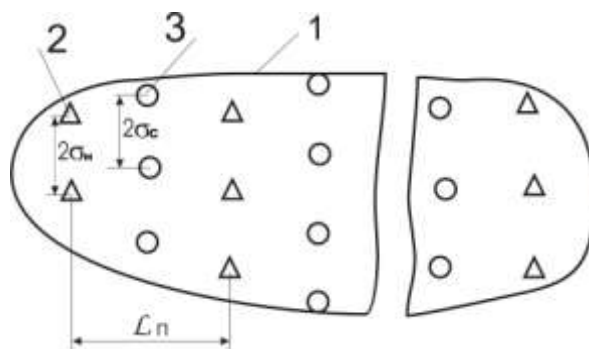


Рис. 3.5. Расположение скважин при однорядной системе разработки:
 1 – условный контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины;
 3 – добывающие скважины

Параметр плотности сетки скважин S_c , и параметр $N_{кр}$ для однорядной, трехрядной и пятирядной систем могут принимать примерно такие же или большие значения, что и для систем с законтурным заводнением. О величине параметра ω_p уже было сказано. Параметр ω для рядных систем более четко выражен, чем для системы с законтурным заводнением. Однако он может колебаться в некоторых пределах. Так, например, для рассматриваемой однорядной системы $\omega \approx 1$. Это значит, что число нагнетательных скважин примерно (но не точно!) равно числу добывающих, поскольку число этих скважин в рядах и расстояния $2\sigma_c$ и $2\sigma_n$ могут быть различными. Ширина полосы при использовании заводнения может составлять 1–1,5 км, а при использовании методов повышения нефтеотдачи – меньшие значения.

Поскольку в однорядной системе число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система очень интенсивная. При жестком водонапорном режиме дебиты жидкости добывающих скважин равны расходам закачиваемого агента в нагнетательные скважины. Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, а также при проведении опытных работ на месторождениях по испытанию методов повышения нефтеотдачи пластов, поскольку она обеспечивает возможность быстрого получения тех или иных результатов. Вследствие того, что по однорядной системе, как и по всем рядным системам, допускается различное число нагнетательных и добывающих скважин в рядах, можно нагнетательные скважины использовать для воздействия на различные пропластки с целью повышения охвата неоднородного пласта разработкой.

Во всех системах с геометрически упорядоченным расположением скважин можно выделить элементарную часть (элемент). **Элемент системы разработки** содержит минимальное количество (в том числе и долю) нагнетательных и добывающих скважин, характеризующих данную систему в целом. Так как месторождение вводится в разработку и по площади и во времени постепенно, рассчитав показатели разработки для одного элемента и складывая элементы, прогнозируют темп разработки, текущую, конечную нефтеотдачу и другие показатели разработки месторождения в целом.

Поскольку в рядных системах число скважин в нагнетательных и добывающих рядах различное, расположение скважин в них можно считать только условно геометрически упорядоченным. Тем не менее, хотя бы условно, можно выделять и элементы.

Элемент однорядной системы разработки показан на рис. 3.6. При этом шахматному расположению скважин соответствует нагнетательная скважина 1 и добывающая скважина 3. Для «линейного» расположения скважин – нагнетательная скважина 2 и добывающая скважина 4. Не только в однорядной, но и в многорядных системах разработки могут применяться как шахматное, так и линейное расположение скважин.

При прогнозировании технологических показателей разработки месторождения достаточно рассчитать данные для одного элемента, а затем суммировать их по всем элементам системы с учетом разновременности ввода элементов в разработку.



Рис. 3.6. Элемент однорядной системы разработки:

1 – «четверть» нагнетательной скважины при шахматном расположении скважин; 2 – «половина» нагнетательной скважины при линейном расположении скважин; 3, 4 – соответственно «четверть» и «половина» добывающей скважины

Трехрядная и пятирядная системы. Для трехрядной и пятирядной систем разработки имеет значение не только ширина полосы L_n , но и расстояния между нагнетательными и первым рядом добывающих скважин l_{01} , между первым и вторым рядом добывающих скважин l_{12} (рис. 3.7), между вторым и третьим рядом добывающих скважин для пятирядной системы l_{23} (рис. 3.8). Ширина полосы L_n зависит от числа рядов добывающих скважин и расстояния между ними. Если, например, для пятирядной системы $l_{01} = l_{12} = l_{23} = 700$ м, то $L_n = 4,2$ км.

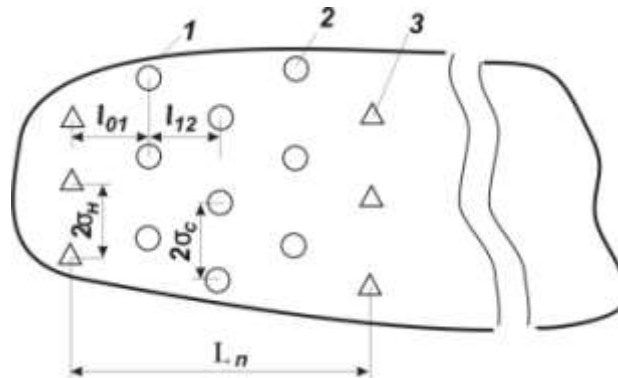


Рис. 3.7. Расположение скважин при трехрядной системе разработки:

1 – условный контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины;
3 – нагнетательные скважины

Параметр $\bar{\omega}$ для трехрядной системы равен примерно $1/3$, а для пятирядной $\sim 1/5$. При значительной приемистости нагнетательных скважин по трехрядной и пятирядной системам число их вполне обеспечивает высокие дебиты жидкости добывающих скважин и высокий темп разработки месторождения в целом.

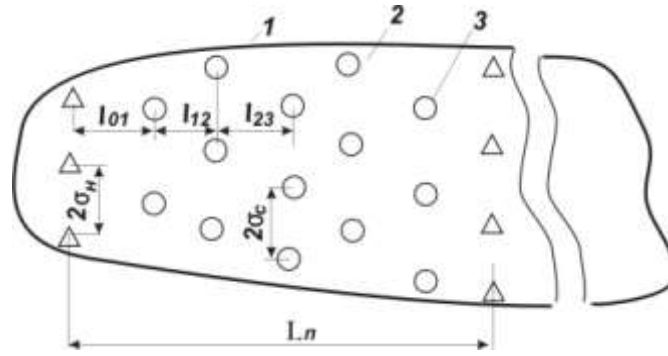


Рис. 3.8. Расположение скважин при пятирядной системе разработки

Конечно, трехрядная система более интенсивная, нежели пятирядная, и обеспечивает определенную возможность повышения охвата пласта воздействием через нагнетательные скважины путем раздельной закачки воды или других веществ в отдельные пропластки. В то же время при пятирядной системе имеются большие, по сравнению с трехрядной, возможности для регулирования процесса разработки пласта путем перераспределения отборов жидкости из отдельных добывающих скважин. Элементы трехрядной и пятирядной систем показаны соответственно на рис. 3.9 и 3.10.

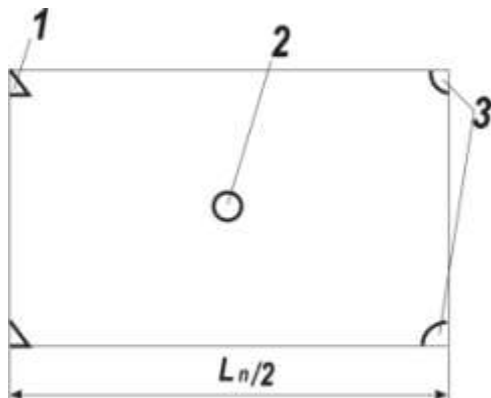


Рис. 3.9. Элемент трехрядной системы разработки:

1 – две «четверти» нагнетательных скважин; 2 – добывающая скважина;
3 – две «четверти» добывающих скважин

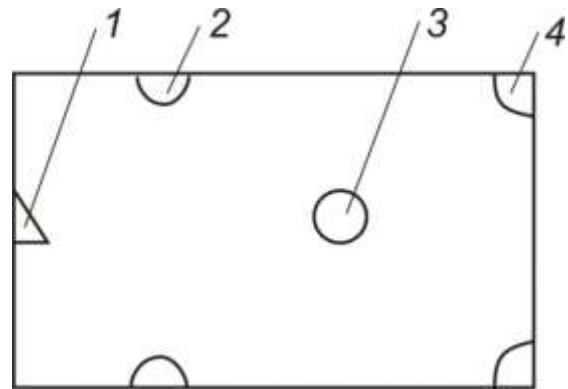


Рис. 3.10. Элемент пятирядной системы разработки:

1 – «половина» нагнетательной скважины; 2 – «половина» добывающей скважины первого ряда;
3 – добывающая скважина второго ряда;
4 – «четверть» добывающей скважины третьего ряда

Системы с площадным расположением скважин. Площадное заводнение – разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности. Оно характе-

ризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважинок каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырех-, пяти-, семи- и девятиточечные. Рассмотрим наиболее часто используемые на практике системы разработки нефтяных месторождений с площадным расположением скважин: пятиточечную, семиточечную и девятиточечную.

Пятиточечная система (рис. 3.11). Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие, а в центре – нагнетательная скважина. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1, так как на одну нагнетательную скважину в элементе приходится четыре четверти добывающих скважин.

Семиточечная система (рис. 3.12). Элемент системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной в центре. Параметр $\bar{\omega} = 1/2$, т. е. на одну нагнетательную скважину приходится две добывающие.

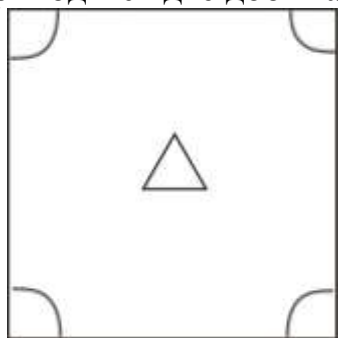


Рис. 3.11. Элемент пятиточечной системы внутриконтурного заводнения

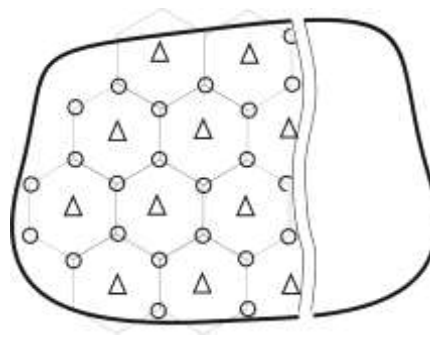


Рис. 3.12. Семиточечная система внутриконтурного заводнения

Девятиточечная система (рис. 3.13). Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1: 3, так что $\bar{\omega} = 1/3$.



Рис. 3.13. Девятиточечная система внутриконтурного заводнения

Самая интенсивная из рассмотренных систем с площадным расположением скважин пятиточечная, наименее интенсивная девятиточеч-

ная. Считается, что все площадные системы «жесткие», поскольку при этом не допускается без нарушения геометрической упорядоченности расположения скважин и потоков, движущихся в пласте веществ использование других нагнетательных скважин для вытеснения нефти из данного элемента, если нагнетательную скважину, принадлежащую данному элементу, нельзя эксплуатировать по тем или иным причинам. В самом деле, если, например, в блочных системах разработки (особенно в трехрядной и пятирядной) не может эксплуатироваться какая-либо нагнетательная скважина, то ее может заменить соседняя в ряду. Если же вышла из строя или не принимает закачиваемый в пласт рабочий агент нагнетательная скважина одного из элементов системы с площадным расположением скважин, то необходимо либо бурить в некоторой точке элемента другую такую скважину (очаг), либо осуществлять процесс вытеснения нефти из пласта за счет более интенсивной закачки рабочего агента в нагнетательные скважины соседних элементов. В этом случае упорядоченность потоков в элементах сильно нарушается.

В то же время при использовании системы с площадным расположением скважин по сравнению с рядной получают важное преимущество, состоящее в возможности более рассредоточенного воздействия на пласт. Это особенно существенно в процессе разработки сильно неоднородных по площади пластов. При использовании рядных систем для разработки сильно неоднородных пластов нагнетание воды или других агентов в пласт сосредоточено в отдельных рядах. В случае же систем с площадным расположением скважин нагнетательные скважины более рассредоточены по площади, что дает возможность подвергнуть отдельные участки пласта большему воздействию. В то же время, как уже отмечалось, рядные системы вследствие их большой гибкости по сравнению с системами с площадным расположением скважин имеют преимущество в повышении охвата пласта воздействием по вертикали. Таким образом, рядные системы предпочтительны при разработке сильно неоднородных по вертикальному разрезу пластов.

В поздней стадии разработки пласт оказывается в значительной своей части занятым вытесняющим нефть веществом (например, водой). Однако вода, продвигаясь от нагнетательных скважин к добывающим, оставляет в пласте некоторые зоны с высокой нефтенасыщенностью, близкой к первоначальной нефтенасыщенности пласта, т. е. так называемые целики нефти. На рис. 3.14 показаны целики нефти в элементе пятиточечной системы разработки. Для извлечения из них нефти в принципе можно пробурить скважины из числа резервных, в результате чего получают девятиточечную систему.

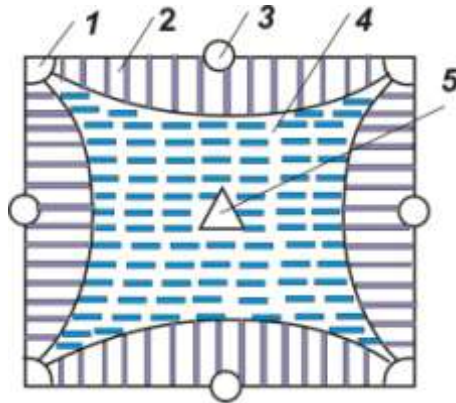


Рис. 3.14. Элемент пятиточечной системы, превращаемый в элемент девятиточечной системы разработки:

- 1 – «четверти» основных добывающих скважин пятиточечного элемента;
 2 – целики нефти; 3 – дополнительно пробуренные добывающие скважины;
 4 – обводненная область элемента; 5 – нагнетательная скважина

Помимо упомянутых известны следующие системы разработки:

- система с батарейным расположением скважин (рис. 3.15), которую можно использовать в редких случаях в залежах круговой формы в плане;
- система с барьерным заводнением, применяемом при разработке нефтегазовых залежей пластового типа с целью изоляции газонасыщенной части залежи от нефтяной (кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности. В результате нагнетания воды, в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной).

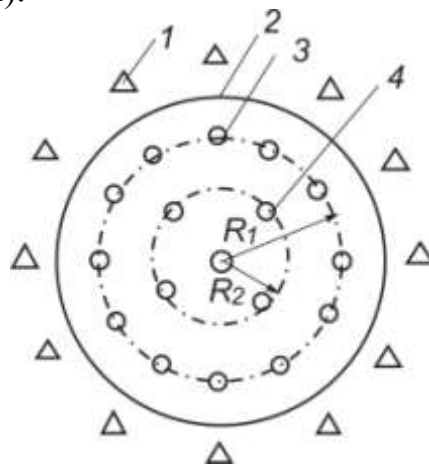


Рис. 3.15. Схема батарейного расположения скважин:

- 1 – нагнетательные скважины; 2 – условный контур нефтеносности;
 3 и 4 – добывающие скважины соответственно первой батареи радиусом R_1
 и второй батареи радиусом R_2

смешанные системы – комбинация описанных систем разработки, иногда со специальным расположением скважин, используют их при разработке крупных нефтяных месторождений и месторождений со сложными геолого-физическими свойствами.

Кроме того, используют очаговое и избирательное заводнения, применяемые для регулирования разработки нефтяных месторождений с частичным изменением ранее существовавшей системы.

3.6. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов

Площади газоносности газовых залежей в плане могут иметь различную форму: удлиненного овала с отношением продольной и поперечной осей более 10, овала, круга, прямоугольника или фигуры произвольной формы [12].

Территории промыслов различаются рельефом, грунтом, застройками различного назначения. Газоносный коллектор в общем случае характеризуется изменчивостью литологического состава и геолого-физических параметров по площади и разрезу. Эти причины в сочетании с требованиями экономики обуславливают различные способы размещения эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважин на структуре и площади газоносности.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений широко применяют следующие системы размещения эксплуатационных скважин по площади газоносности:

- равномерное по квадратной или треугольной сетке (рис. 3.16);
- батарейное (рис. 3.17);
- линейное по «цепочке» (рис. 3.18);
- в сводовой части залежи (рис. 3.19);
- неравномерное (рис. 3.20).

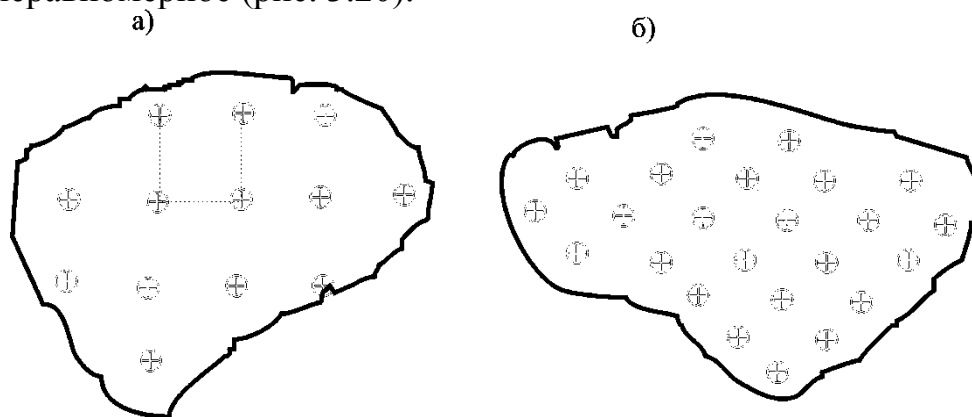


Рис. 3.16. Равномерное размещение скважин Сетки:
а – квадратная; б – треугольная

Во время эксплуатации залежи удельные площади дренирования скважин в однородных по геолого-физическим параметрам газонасыщенных коллекторах одинаковы при одинаковых дебитах скважин. Равномерная сетка скважин обеспечивает равномерное падение пластового давления. Дебиты скважин в данном случае обуславливаются средним пластовым давлением по залежи в целом. Выполнение указанного условия целесообразно в том случае, когда пласт достаточно однороден по своим коллекторским свойствам. Недостаток равномерной системы расположения скважин – увеличение протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей.

Системы размещения скважин по площади газоносности в виде кольцевых (рис. 3.17) или линейных батарей широко применяют при разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем осуществления сайклинг-процесса (закачка газа) или закачки в пласт воды. На месторождениях природного газа, имеющих значительную площадь газоносности, батарейное размещение эксплуатационных скважин может быть обусловлено желанием обеспечить заданный температурный режим системы пласт-скважина-промысловые газосборные сети, например, в связи с возможным образованием гидратов природного газа.

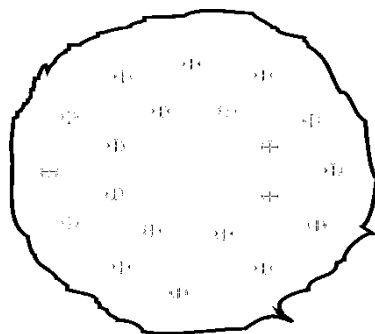


Рис. 3.17. Батарейно-кольцевое размещение скважин

При батарейном размещении скважин образуется местная воронка депрессии, что значительно сокращает период бескомпрессорной эксплуатации месторождения и срок использования естественной энергии пласта для низкотемпературной сепарации газа. С другой стороны, в этом случае сокращается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

Линейное расположение скважин по площади газоносности (рис. 3.18) обуславливается, как правило, геометрией залежи. Оно обладает теми же преимуществами и недостатками, что и батарейное.

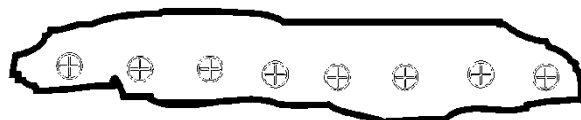


Рис. 3.18. Линейное размещение скважин

Размещение скважин в сводовой части залежи (рис. 3.19) может быть рекомендовано в случае, если газовая (газоконденсатная) залежь обладает водонапорным режимом и приурочена к однородному по коллекторским свойствам пласту.

На практике газовые и газоконденсатные залежи разрабатываются, как правило, при неравномерном расположении скважин по площади газоносности (рис. 3.20). Это обстоятельство обусловлено рядом организационно-технических и экономических причин.

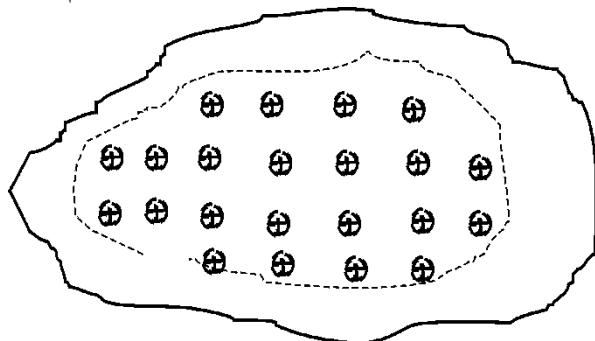


Рис. 3.19. Размещение скважин в сводовой части залежи

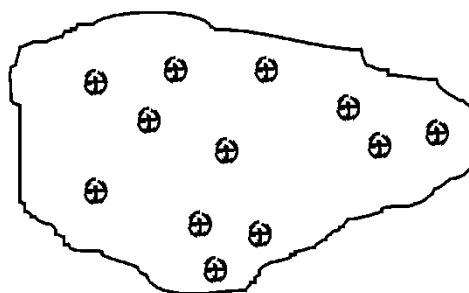


Рис. 3.20. Неравномерное размещение скважин

При неравномерном размещении скважин на площади газоносности темпы изменения средневзвешенного приведенного давления в удельных объемах дренирования скважин и всей залежи различны. В этом случае возможно образование глубоких депрессионных воронок давления в отдельных объемах залежи.

Равномерное размещение скважин на площади газоносности приводит к лучшей геологической изученности месторождения, меньшей интерференции скважин при их совместной работе, более быстрому извлечению газа из залежи при одном и том же числе скважин и одинаковых условиях отбора газа на забое скважины.

Преимущество неравномерного размещения скважин на площади газоносности по сравнению с равномерным уменьшение капитальных вложений в строительство скважин, сроков строительства скважин, общей протяженности промысловых дорог, сборных газо- и конденсатопроводов, ингибиторопроводов, водопроводов, линий связи и электропередач.

Наблюдательные скважины (примерно 10 % эксплуатационных) бурят, как правило, в местах наименьшей геологической изученности залежи, вблизи мест тектонических нарушений; в водоносной зоне около начального газоводяного контакта; в районах расположения скважин, эксплуатирующих одновременно несколько пластов. Они позволяют получать разнообразную информацию о конкретных свойствах пласта; изменении давления; температуры и состава газа; перемещении газодляного контакта; газо-, водо- и конденсатонасыщенности пласта; направлении и скорости перемещения газа в пласте.

При разработке газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления размещение нагнетательных и эксплуатационных скважин на структуре и площади газоносности зависит от рабочего агента, закачиваемого в пласт для поддержания давления, геометрической формы площади газоносности в плане и коллекторских свойств залежи.

При закачке в пласт газообразного рабочего агента (как правило, сухого газа) нагнетательные скважины размещают в виде батарей в приподнятой, купольной части залежи, эксплуатационные – также в виде батарей, но в пониженной части, на погружении складки. При закачке в пласт жидкого рабочего агента (как правило, воды) нагнетательные скважины размещают в пониженной части залежи, а эксплуатационные – в повышенной, купольной.

При таком размещении скважин на структуре увеличивается коэффициент охвата вытеснением пластового газа рабочим агентом за счет различия вязкостей и плотностей пластового газа и закачиваемого рабочего агента.

Нагнетательные и эксплуатационные скважины при разработке залежей с поддержанием давления размещаются на площади газоносности в виде кольцевых или лилейных цепочек скважин.

Обычно расстояние между нагнетательными скважинами принимают 800–1200 м, а между добывающими 400–800 м.

Разработку газоконденсатных месторождений следует вести при постоянном числе нагнетательных и добывающих скважин.

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно обоснованное применение каждого нового процесса разработки нефтяных и газовых месторождений начинают с его экспериментального изучения в лабораторных условиях. Все существующие процессы извлечения нефти и газа из недр вначале были изучены при лабораторных исследованиях. В свое время прошло эту стадию и такое широко развитое на практике воздействие на нефтяные пласты, как заводнение. За стадией лабораторного исследования следуют первые промышленные испытания процессов. В этот период развития технологических процессов становится весьма необходимым их количественная формулировка, т. е. создание моделей.

Центральный этап моделирования – постановка соответствующих процессу разработки нефтяного месторождения математических задач, включающих дифференциальные уравнения, начальные и граничные условия. Процедуры расчетов на основе моделей называют методиками расчетов.

Дифференциальные уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождений, основаны на использовании двух фундаментальных законов природы – **закона сохранения вещества и закона сохранения энергии**, а также на целом ряде физических, физико-химических, химических законов и специальных законах фильтрации [8].

Дифференциальные уравнения будут рассмотрены при изложении соответствующих технологий извлечения нефти и газа из недр. Здесь рассмотрим вопросы использования только фундаментальных законов, применяемых в той или иной степени во время моделирования всех процессов разработки нефтяных месторождений.

Закон сохранения вещества в моделях процессов разработки месторождений записывают либо в виде дифференциального уравнения неразрывности массы вещества, именуемого часто просто уравнением неразрывности, либо в виде формул, выражающих материальный баланс веществ в пласте в целом. В последнем случае закон сохранения вещества используют непосредственно для расчета данных процессов разработки месторождений, а соответствующий ему метод расчета получил название метода материального баланса.

Закон сохранения энергии используют в моделях разработки нефтяных месторождений в виде дифференциального уравнения сохранения энергии движущихся в пластах веществ.

Нефтяные месторождения как объекты природы обладают весьма разнообразными свойствами. Известно, что нефть может насыщать не только пористые песчаники, но и находиться в микроскопических трещинах, кавернах, имеющих в известняках, доломитах и даже в изверженных породах.

Одна из основных особенностей нефтегазосодержащих пород – различие коллекторских свойств (пористости, проницаемости) на отдельных участках пластов. Эту пространственную изменчивость свойств пород-коллекторов нефти и газа называют литологической неоднородностью пластов.

Вторая основная особенность нефтегазоносных коллекторов – наличие в них трещин, т. е. трещиноватость пластов.

При разработке месторождений эти особенности нефтегазоносных пород оказывают наиболее существенное влияние на процессы извлечения из них нефти и газа.

4.1. Модели пласта

Модель пласта – это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения.

Модели пластов с известной степенью условности подразделяют на детерминированные и вероятностно-статистические.

Детерминированные модели – это такие модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. Другими словами, детерминированная модель при все более детальном учете особенностей пласта должна стать похожей на «фотографию» пласта. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным благодаря широкому развитию быстродействующей вычислительной техники и соответствующих математических методов. При расчете данных процессов разработки нефтяного месторождения с использованием детерминированной модели всю площадь пласта или его объем разбивают на определенное число ячеек, в зависимости от заданной точности расчета, сложности процесса разработки и мощности ЭВМ. Каждой ячейке придают те свойства, которые присущи пласту в области, соответствующей ее положению.

Дифференциальные уравнения разработки месторождения заменяют конечно-разностными соотношениями, а затем производят расчет на ЭВМ.

Вероятностно-статистические модели не отражают детальные особенности строения и свойства пластов. При их использовании ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт,

имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный. К числу наиболее известных и чаще всего используемых в теории и практике разработки нефтяных месторождений вероятностно-статистических моделей пластов относятся следующие.

Модель однородного пласта

В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, усредняют. Часто, используя модель такого пласта, принимают гипотезу и о его изотропности, т. е. равенстве проницаемостей в любом направлении, исходящем от рассматриваемой точки пласта. Однако иногда считают пласт анизотропным. При этом принимают, что проницаемость пласта по вертикали (главным образом вследствие напластования) отличается от его проницаемости по горизонтали. Модель однородного в вероятностно-статистическом смысле пласта используют для пластов с действительной небольшой неоднородностью.

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:

$$\bar{x}_V = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta V_i}{V}. \quad (4.1)$$

Здесь под \bar{x}_i понимается определенный параметр пласта (пористость, проницаемость, насыщенность и т. п.) осредненный в объеме ΔV_i , V – общий объем пласта.

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

$$\bar{x}_S = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta S_i}{S}, \quad (4.2)$$

где \bar{x}_i – параметр, определяемый как средний между двумя соседними линиями равных его значений; ΔS_i – площадь, образованная 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 пласта 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

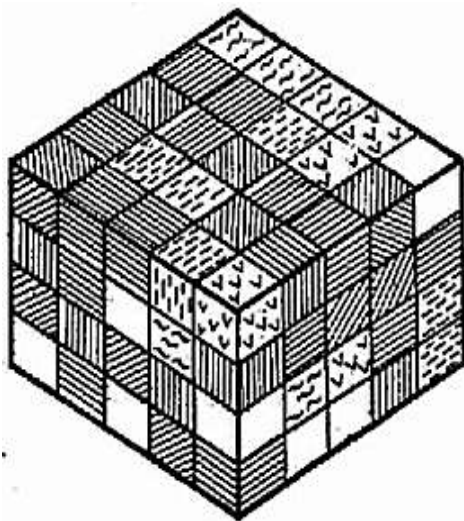
Модель слоисто-неоднородного пласта представляет собой пласт, в пределах которого выделяются слои с непроницаемыми кровлей и подошвой (гидродинамически изолированные пропластки), характеризующиеся различными свойствами. По площади распространения свойства каждого слоя остаются неизменными. Сумма всех слоев равна общей нефтенасыщенной толщине пласта, т. е.:

$$h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i ,$$

где n – число слоев.

Опыт показывает, что часто распределение проницаемости образцов керна в слоисто-неоднородном пласте подчиняется логарифмически нормальному закону или же описывается гамма-распределением и различными модификациями распределения Максвелла. Таким образом, модель слоисто-неоднородного пласта это гипотетический пласт, состоящий из набора прослоев с различными свойствами и характеризующийся таким же законом распределения этих свойств, что и реальный пласт.

Модель зонально-неоднородного и слоисто-неоднородного пласта



Данная модель объединяет характеристики предыдущих двух моделей. Для иллюстрации на рис. 4.1 изображена схематично модель такого пласта. С увеличением количества ячеек и детализацией параметров в каждой ячейке данная модель приближается к детерминированной модели пласта.

Рис. 4.1. Модель зонально-неоднородного и слоисто-неоднородного пласта

Модель пласта с двойной пористостью

Она 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.

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 направления 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 кернового 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.

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.

4.2. Модели вытеснения нефти

Рассмотрим модели процесса вытеснения нефти водой (газом).

Модель поршневого вытеснения

Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт, впереди которого нефтенасыщенность равна начальной ($s_{он} = 1 - s_{св}$), а позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью $s_{но}$. На рис. 4.2 схематически показан профиль насыщенности при фиксированном положении фронта x_f . Перед фронтом фильтруется только нефть, а позади – только вода.

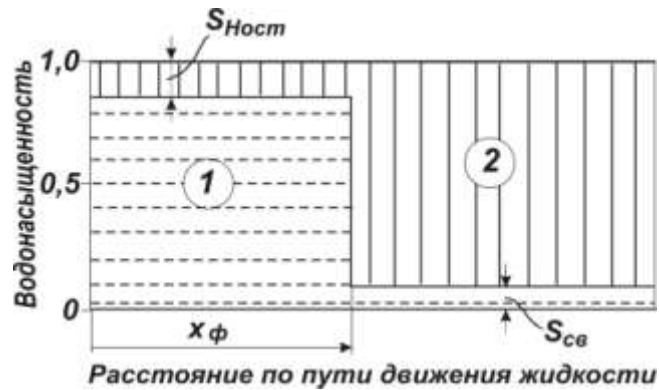


Рис. 4.2. Модель поршневого вытеснения нефти водой.
Насыщенность: 1 – водой; 2 – нефтью

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

Модель непоршневого вытеснения (рис. 4.3)

По схеме Бакли–Лeverетта предполагается движущийся в пласте фронт вытеснения. Скачок нефтенасыщенности на нем значительно меньше, чем при поршневом вытеснении. Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади – 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.



Рис. 4.3. Модель непоршневого вытеснения нефти водой.
Насыщенность: 1 – водой; 2 – нефтью

В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до некоторого значения, соответствующего скачку нефтенасыщенности на фронте x_f , а затем обводненность продукции скважины медленно нарастает.

4.3. Уравнение неразрывности

Выведем вначале уравнение неразрывности массы вещества при его одномерном прямолинейном движении в пласте. Масса ΔM вещества плотностью ρ в элементе пласта (рис. 4.4) длиной Δx , толщиной h и шириной b , измеряемой в направлении, перпендикулярном к плоскости рисунка, при пористости пласта m , составит:

$$\Delta M = \rho m h \Delta x. \quad (4.3)$$

Если считать, что в элемент пласта через его левую грань поступает вещество с массовой скоростью ρv_x , вытесняется из элемента с массовой скоростью $\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} \Delta x$, а накопленный объем его $\delta \Delta M$ за время Δt получим с учетом того, что в элемент вошло больше вещества, чем из него вышло:

$$\rho v_x b h \Delta t - \left(\rho v_x + \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} \Delta x \right) \cdot b h \Delta t = \delta \Delta M = \delta \rho m \bar{b} h \Delta x. \quad (4.4)$$

Из (4.4) имеем

$$\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\Delta \rho m}{\Delta t} = 0. \quad (4.5)$$

При $\Delta t \rightarrow 0$

$$\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho m}{\partial t} = 0. \quad (4.6)$$

Уравнение (4.6) и есть уравнение неразрывности массы вещества в пласте при одномерном прямолинейном движении насыщающего его вещества. Чтобы получить такое уравнение для трехмерного случая, необходимо рассмотреть баланс массы в объемном элементе пласта (рис. 4.5).

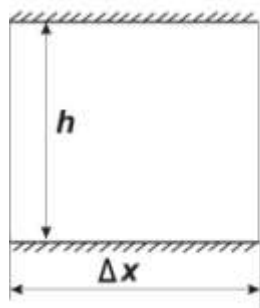


Рис. 4.4. Схема элементарного объема прямолинейного пласта

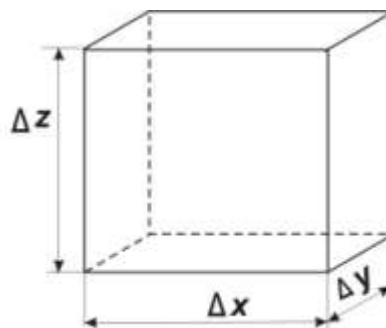


Рис. 4.5. Схема элементарного пласта в трехмерном случае

Рассматривая массовые скорости поступления вещества в куб и вытеснения из него, а также накопленный объем его в кубе, получаем:

$$\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho v_y}{\partial y} + \frac{\partial \rho v_z}{\partial z} + \frac{\partial \rho m}{\partial t} = 0. \quad (4.7)$$

Уравнение (4.7) можно записать также в следующем общем виде:

$$\operatorname{div} \rho \mathbf{v} + \frac{\partial \rho m}{\partial t} = 0. \quad (4.8)$$

Уравнения (4.7), (4.8) – уравнения неразрывности массы вещества во время его движения при трехмерном измерении. Если в пласте одновременно движутся несколько веществ, находящихся как в газовой, так и в жидкой фазе, то составляют уравнения неразрывности массы каждого вещества (компонента) в соответствующих фазах.

4.4. Дифференциальное уравнение сохранения энергии

Полная энергия единицы массы пласта E_n состоит из отнесенных к единице массы внутренней удельной энергии пород пласта и насыщающих его веществ u_n , удельной потенциальной z и кинетической энергии веществ, движущихся в пласте со скоростью w . Поэтому

$$E_n = u_n + z + w^2 / 2g. \quad (4.9)$$

Из закона сохранения энергии или, точнее, из первого начала термодинамики следует, что изменение энергии пласта ΔE_n и произведенной удельной работы δW равно количеству подведенного к пласту тепла δQ_m , умноженного на механический эквивалент тепла A , т. е.

$$\Delta E_n + \delta W = A \delta Q_m, \quad (4.10)$$

или с учетом (4.9)

$$\Delta \left(u_n + z + \frac{w^2}{2g} \right) + \delta W = A \delta Q_m. \quad (4.11)$$

Количественная оценка входящих в (4.11) величин представлена в работе [7].

Напишем уравнение сохранения энергии в пласте, учитывая теплопроводность и конвекцию, а также работу расширения-сжатия веществ и гидравлическое трение.

Рассматривая, как и при выводе уравнения неразрывности массы фильтрующегося в пласте вещества, поток внутренней энергии $u = c\rho T$ и энергии сжатия E_p , а также считая, что тепло поступает в элементарный объем только за счет гидравлического трения, т. е. что $A \delta Q_m = v \cdot \operatorname{grad} p$, получаем:

$$A\left(\frac{\partial u}{\partial t} + \operatorname{div} v_{\Sigma} u\right) + m\left(\frac{\delta \rho E_p}{\partial t} + \operatorname{div} E_p \rho v\right) = v \cdot \operatorname{grad} p. \quad (4.12)$$

Здесь v_{Σ} – вектор суммарной скорости теплопереноса в пласте за счет теплопроводности и конвекции, v – вектор скорости фильтрации. Выражение (4.12) и есть дифференциальное уравнение сохранения энергии в пласте, выведенное при указанных в [7] предположениях.

4.5. Дифференциальное уравнение упругого режима

Рассмотрим моделирование процесса разработки на примере упругого режима работы залежи. Для того чтобы осуществлять расчеты процессов разработки нефтяных месторождений при упругом режиме, необходимо, прежде всего, получить дифференциальное уравнение этого режима, при выводе которого исходят из уравнения неразрывности массы фильтрующегося вещества, которое представим в виде:

$$\rho \frac{\partial m}{\partial t} + m \frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div} \cdot \rho v = 0. \quad (4.13)$$

Пористость пласта m нелинейно зависит от среднего нормального напряжения σ . Однако в диапазоне изменения σ от доли единицы до 10 МПа зависимость пористости от среднего нормального напряжения можно считать линейной, а именно:

$$m = m_0 - \beta_c (\sigma - \sigma_0). \quad (4.14)$$

Здесь β_c – сжимаемость пористой среды пласта; σ_0 – начальное среднее нормальное напряжение.

Используем связь между горным давлением по вертикали p_{Γ} ($p_{\Gamma} = \gamma H$, γ – удельный вес вышележащих горных пород, Н/м³, H – глубина залегания пласта), средним нормальным напряжением σ и внутрипоровым (пластовым) давлением p , определяемую формулой:

$$p_{\Gamma} = \sigma + p. \quad (4.15)$$

Из формулы (4.15) следует, что при $p_{\Gamma} = \text{const}$:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\frac{\partial p}{\partial t}. \quad (4.16)$$

Учитывая (4.14) и (4.16), получаем:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m}{\partial \sigma} \frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\beta_c \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \beta_c \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (4.17)$$

Плотность фильтрующейся в пласте жидкости в первом приближении линейно зависит от давления p , т. е.

$$\rho = \rho_0 \left[1 + \beta_{жс} (p - p_0) \right], \quad (4.18)$$

где $\beta_{жс}$ – сжимаемость жидкости; ρ_0 – плотность жидкости при начальном давлении p_0 .

Из (4.18) имеем

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \rho_0 \beta_{жс} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (4.19)$$

Используя закон Дарси и считая проницаемость k и вязкость жидкости μ , не зависящими от координаты, имеем:

$$\operatorname{div} \rho v = - \frac{k}{\mu} \operatorname{div} \rho \cdot \operatorname{grad} p. \quad (4.20)$$

Подставим (4.17), (4.19) и (4.20) в (4.13). В результате получим следующее выражение:

$$\rho \beta_c \frac{\partial p}{\partial t} + m \rho_0 \beta_{жс} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \operatorname{div} \cdot \rho \cdot \operatorname{grad} \cdot p. \quad (4.21)$$

Учитывая незначительную сжимаемость жидкости, в формуле (4.21) можно задать $\rho \approx \rho_0$, тогда окончательно получим дифференциальное уравнение упругого режима в следующем виде:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \operatorname{div} \cdot \operatorname{grad} \cdot p; \quad \chi = \frac{k}{\mu \beta}; \quad \beta = \beta_c + m \beta_{жс}. \quad (4.22)$$

Здесь χ и β – соответственно пьезопроводность и упругоёмкость пласта.

Решение уравнения упругого режима позволяет рассчитывать изменение давления во времени в каждой точке пласта. Однако при грубых оценках возможностей разработки нефтяных месторождений при упругом режиме используют понятие об упругом запасе месторождения, его части или законтурной области. Упругий запас – это возможное изменение порового объема пласта в целом при изменении пластового давления на заданное, предельное, исходя из условий разработки и эксплуатации месторождения, значение. Упругий запас обычно определяют по формуле линейного закона сжимаемости пласта:

$$\frac{\Delta V_n}{V} = \beta \Delta p; \quad \beta = \beta_c + m \beta_{жс}, \quad (4.23)$$

где ΔV_n – изменение порового объема, т. е. непосредственно упругий запас пласта объемом V ; ΔV_n , и Δp – абсолютные величины.

Моделирование процессов разработки при режимах растворенного газа и газонапорном представлено в работе [7]. Из рассмотренных основных закономерностей разработки нефтяных месторождений при естественных режимах следует, что такая разработка в большинстве случаев не может быть эффективной. Так, разработка нефтяных месторождений при упругом режиме во многих случаях приводит к значительному снижению пластового давления и, как следствие, к уменьшению перепадов давления и дебитов скважин. Поддержание высоких темпов разработки в условиях падения пластового давления требует бурения слишком большого числа скважин. Только в особых случаях разработки небольших месторождений при очень «активной» законтурной воде запасы месторождений могут быть выработаны при допустимом снижении пластового давления.

4.6. Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

В настоящее время заводнение – самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В России свыше 90 % всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В США из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти.

Наиболее часто применяемые виды заводнения – внутриконтурное при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и законтурное. Используют также очаговое и избирательное заводнение.

Технологически заводнение осуществляется следующим образом. Очищенную от примесей воду с помощью насосов высокого давления, установленных на насосной станции, закачивают в нагнетательные скважины, располагаемые на площади нефтеносности (внутриконтурное заводнение) или вне ее (законтурное заводнение). Воду нагнетают одновременно в несколько скважин (куст). Поэтому и насосные станции, применяемые с целью осуществления заводнения нефтяных пластов, называют кустовыми насосными станциями. К качеству воды, закачиваемой в пласт, предъявляют следующие требования. В среднем принято, что количество взвешенных частиц в ней не должно превышать 5 мг/л для низкопроницаемых и 20 мг/л для высокопроницаемых пластов.

Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5–10 МПа, а в ряде случаев – 15–20 МПа. Так как проницаемости в призабойных зонах отдельных скважин неодинаковы при одном и том же давлении на устье, расход закачиваемой в различные скважины воды – различный. Теория заводнения нефтяных пластов показывает, что расход воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, согласно закону Дарси, должен быть пропорциональным перепаду давления. Однако фактически, согласно опытным данным, он нелинейно зависит от перепада давления, причем при малых его значениях зависимость близка к линейной (рис. 4.6), но при некотором перепаде давления Δp_{c*} , расход $q_{вс}$ начинает резко увеличиваться.

Это происходит по той причине, что при перепаде давления $\Delta p_c = p_c - p_k = \Delta p_{c*}$ в призабойной зоне скважины раскрываются трещины, и эффективная проницаемость пласта в этой зоне резко возрастает.

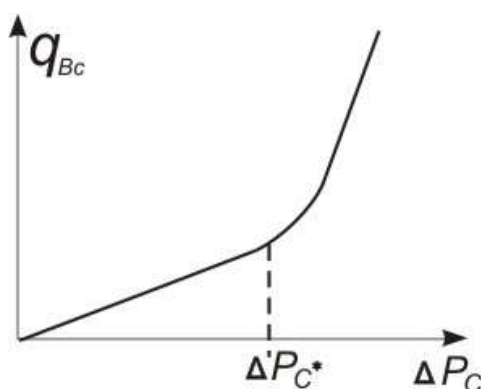


Рис. 4.6. Зависимость расхода воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, от перепада давления

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения из добывающих скважин вначале получают практически чистую нефть, т. е. безводную продукцию, а затем, по мере роста объема закачанной в пласт воды, начинают вместе с нефтью добывать воду. Если $q_{вз}$ – полный расход воды, закачиваемой в разрабатываемый пласт или месторождение в целом в единицу времени, $q_{в}$ – количество добываемой из пласта или месторождения воды в единицу времени (дебит воды), а $q_{н}$ – дебит нефти, то имеем следующие выражения.

Накопленное количество закачанной в пласт воды к моменту времени t :

$$Q_{вз} = \int_0^t q_{вз} dt . \quad (4.24)$$

Накопленное количество добытой из пласта нефти за тот же период времени:

$$Q_H = \int_0^t q_H \overline{dt}. \quad (4.25)$$

Накопленное количество добытой из пласта воды:

$$Q_B = \int_0^t q_B \overline{dt}. \quad (4.26)$$

Текущую нефтеотдачу $\eta = Q_H/G$ при разработке заводняемых месторождений выражают обычно в виде зависимости η от Q_B/V_n или η от Q_{B3}/V_n (V_n – поровый объем пласта; G – геологические запасы нефти). Типичная зависимость $\eta = \eta(Q_B/V_n)$, получаемая при разработке пластов, содержащих маловязкую нефть (с вязкостью $(1-5) \cdot 10^{-3}$ МПа·с), с применением заводнения показана на рис. 4.7.

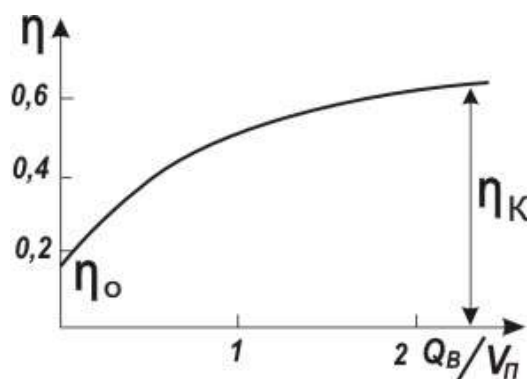


Рис.4.7. Зависимость текущей нефтеотдачи от Q_B/V_n .
Нефтеотдача: η_0 – безводная; η_K – конечная

Извлекаемые запасы нефти в пласте или в месторождении в целом определяют следующей формулой:

$$N = \eta_K G. \quad (4.27)$$

Зависимость текущей нефтеотдачи от отношения Q_{B3}/V_n в том случае, когда заводнение применяют с начала разработки месторождения, имеет вид, показанный на рис. 4.8. Текущая обводненность ν продукции, добываемой из пласта или месторождения, составит

$$\nu = \frac{q_B}{q_B + q_H} = \frac{q_B}{q_{жс}}, \quad q_{жс} = q_B + q_H. \quad (4.28)$$

На рис. 4.8 показана типичная для месторождений маловязких нефтей зависимость текущей обводненности от Q_{B3}/V_n . Коэффициентом

вытеснения нефти водой η_1 при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения называется отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, подверженной воздействию заводнением.

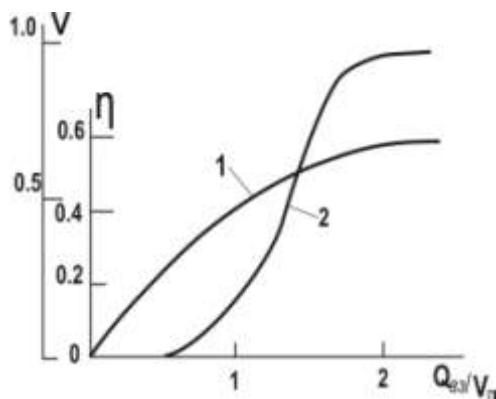


Рис. 4.8. Зависимость текущей нефтеотдачи и обводненности продукции от $Q_{вз}/V_n$: 1—текущая нефтеотдача η ; 2—текущая обводненность V

Соответственно **коэффициентом охвата пласта воздействием** называется отношение запасов нефти, первоначально находившихся в части пласта, подверженной воздействию заводнением, к геологическим запасам нефти в пласте.

Для уяснения понятий о коэффициентах вытеснения нефти водой и охвата пласта воздействием рассмотрим схему заводнения слоистого прямолинейного пласта (рис. 4.9). Пласт состоит из четырех пропластков (1, 2, 3 и 4), причем только три нижних охвачены заводнением, а первый пропласток, вследствие того, что он прерывается из-за литологического выклинивания в области между нагнетательной галереей ($x = 0$) и добывающей галереей ($x = l$), не разрабатывается – в него не поступает закачиваемая в пласт вода и из него не добывается нефть. Общие геологические запасы нефти в пласте:

$$G = G_1 + G_2 + G_3 + G_4. \quad (4.29)$$

Охваченные заводнением запасы $G_{охв}$ равны следующей сумме запасов:

$$G_{охв} = G_2 + G_3 + G_4. \quad (4.30)$$

По определению

$$\eta = \frac{Q_n}{G} = \frac{Q_n}{G_{охв}} \cdot \frac{G_{охв}}{G} = \eta_1 \eta_2. \quad (4.31)$$

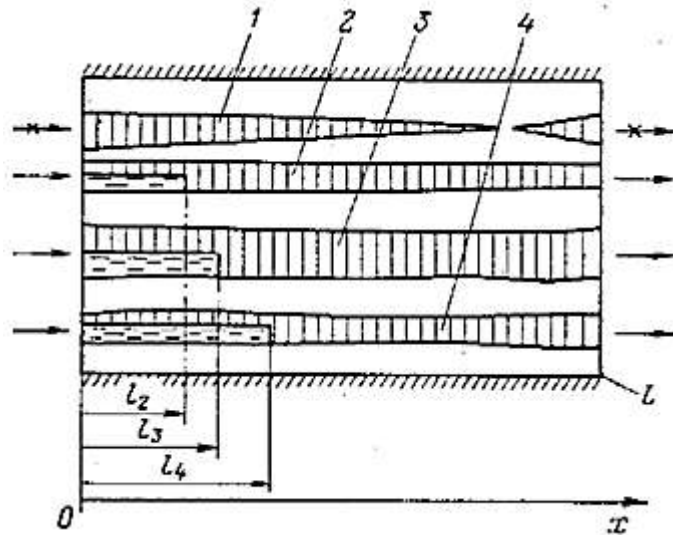


Рис. 4.9. Схема заводнения слоистого пласта

В условиях неизменной системы и технологии разработки пласта в случае, когда коэффициент нефтеотдачи равен произведению коэффициента вытеснения η_1 на коэффициент охвата η_2 , зависимость их от $Q_{вз}/V_n$ показана на рис. 4.10, откуда видно, что η_1 возрастает с увеличением $Q_{вз}/V_n$, а η_2 остается постоянным, поскольку объем охваченных воздействием запасов в указанных условиях с течением времени не изменяется.

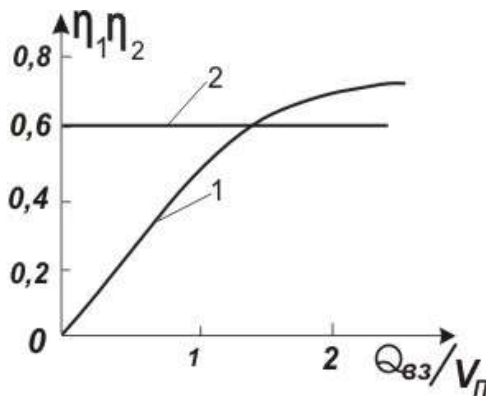


Рис.4.10. Зависимость η_1 и η_2 от $Q_{вз}/V_n$

Коэффициент вытеснения часто определяют на основе данных лабораторных экспериментов вытеснения нефтей из естественных образцов пород – кернов, а также промысловых исследований. Теоретические и экспериментальные данные показывают, что коэффициент вытеснения η_1 в процессе разработки месторождений с применением заводнения, т. е. при вытеснении нефти из пластов не смешивающейся с нефтью жидкостью (водой), зависит от следующих основных факторов:

- минералогического состава и литологической микроструктуры пород-коллекторов нефти и, как следствие этих факторов, – глинистости пород, распределения пор по размерам, уровня абсолютной проницаемости, относительных проницаемостей, параметров микротрещиноватости пород, т. е. размера блоков и трещин, отношения их проницаемости и т. д.;
- отношения вязкости нефти к вязкости воды, вытесняющей нефть;
- структурно-механических (неньютоновских) свойств нефти и их зависимостей от температурного режима пластов;
- смачиваемости пород водой и характера проявления капиллярных сил в породах-коллекторах с различной микроструктурой;
- скорости вытеснения нефти водой.

Коэффициент охвата пластов воздействием при заводнении η_2 зависит главным образом от следующих факторов:

- Физических свойств и геологической неоднородности разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородности пласта). Здесь имеется в виду наличие газовой шапки, нефтенасыщенных зон, подстилаемых водой, т. е. водоплавающих зон, прерывистости пласта по вертикали (наличия непроницаемых пропластков) и по горизонтали (литологического выклинивания пропластков).
- Параметров системы разработки месторождения, т. е. расположения скважин в пласте, расстояний между добывающими, а также между добывающими и нагнетательными скважинами, отношения числа нагнетательных к числу добывающих скважин.
- Давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин, применения методов воздействия на призабойную зону и совершенства вскрытия пластов.
- Применения способов и технических средств эксплуатации скважин (механизированных способов добычи, обеспечивающих необходимый отбор жидкости из скважин, методов одновременно-раздельной эксплуатации).
- Применения методов управления процессом разработки месторождения путем частичного изменения системы разработки (очагового и избирательного заводнения) или без изменения системы разработки (изменения режима работы скважин, установления оптимальных условий прекращения эксплуатации скважин, циклического заводнения и др.).

В целом можно отметить, что коэффициент вытеснения зависит от физических свойств пласта, его макронеоднородности и характеристик процесса вытеснения нефти из пористой среды, а коэффициент охвата

пластов воздействием при заводнении, как и при других методах разработки, определяется степенью макронеоднородности месторождения, системой разработки и условиями эксплуатации скважин.

Типичные модели разработки нефтяных месторождений с применением заводнения представлены задачами расчета показателей разработки слоистого пласта на основе модели поршневого вытеснения нефти водой и непоршневого вытеснения нефти водой из однородного пласта на основе гипотезы Баклея – Леверетта.

4.7. Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений

На практике бывает важно определить перепады забойного давления между нагнетательными и добывающими скважинами не во все периоды, а в определенные моменты разработки, например в начальный ее период, когда в пласте движется одна практически не обводненная нефть, или в некоторые моменты после начала обводнения добываемой из пласта продукции. При таких расчетах можно использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений.

Рассчитаем распределение пластового давления при трехрядной схеме расположения скважин (рис. 4.11) по методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений. Для простоты возьмем однородный пласт и допустим, что происходит поршневое вытеснение из него нефти водой.

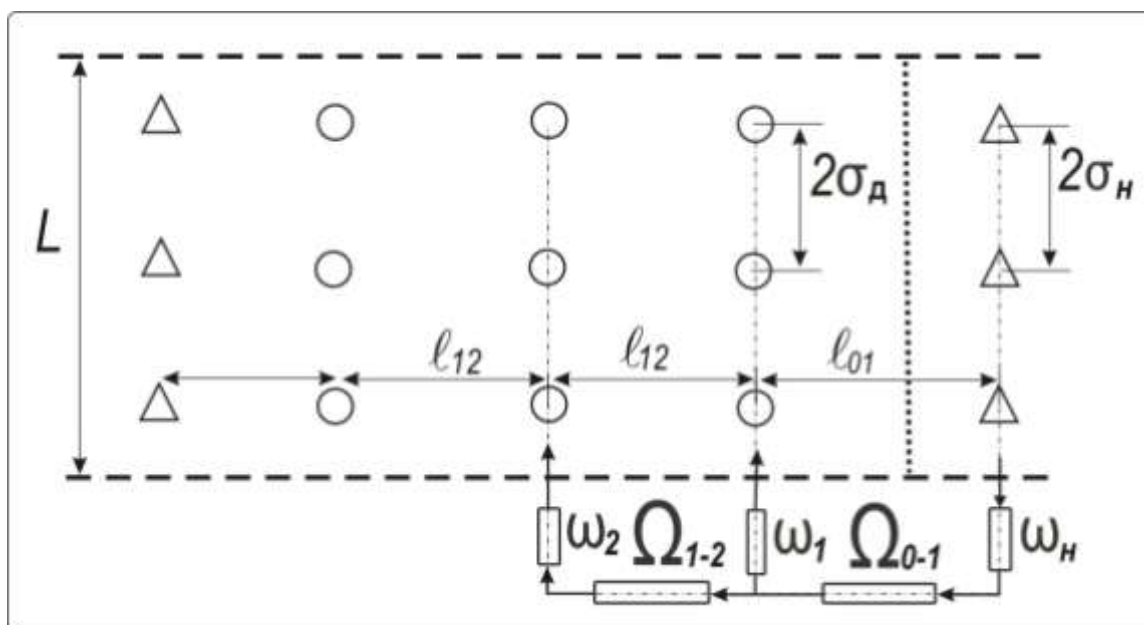


Рис. 4.11. Схема части полосы трехрядной системы разработки:
1 и 3 – соответственно первый и второй ряд добывающих скважин;
2 – ряд нагнетательных скважин

Рассмотрим тот случай, когда процесс заводнения только начался и нефть вытеснена лишь из области $r_c \leq r \leq r_b < \sigma/\pi$ вокруг нагнетательной скважины радиусом r_c . Будем считать, что в часть полосы разработки, содержащей три ряда добывающих скважин, заключенных между рядами нагнетательных, закачивается вода с расходом q . Длина рассматриваемой части полосы равна L . Таким образом, если взять правый ряд нагнетательных скважин (рис. 4.11), то влево от него, т. е. в рассматриваемую полосу, будет поступать вода с расходом, равным $q/2$. Остальная часть воды будет уходить в соседнюю полосу, которая должна находиться справа. Так как режим разработки пласта считается водонапорным, объемный расход воды равен объемному дебиту нефти в пластовых условиях. Дебит первого ряда добывающих скважин рассматриваемой части полосы равен q_1 , а дебит второго (центрального) ряда скважин q_2 . Поскольку в центральный ряд скважин поступает нефть также слева, то имеем следующее соотношение баланса жидкости в пласте:

$$q/2 = q_1 + q_2/2. \quad (4.32)$$

Согласно методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений, с учетом того, что $r_b \leq \sigma/\pi$, имеем в соответствии с рис. 4.11:

$$\begin{aligned} p_n - p_b &= \frac{q\mu_g \ln \frac{r_b}{r_c}}{2n_n \pi k k_g h}; \\ p_b - p'_n &= \frac{q\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_b}}{2n_n \pi k k_n h}; \\ p'_n - p'_{c1} &= \frac{q\mu_n l}{2k k_n h L}; \\ p'_{c1} - p_{c1} &= \frac{q_1 \mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1} \pi k k_n h}; \\ p'_{c1} - p'_{c2} &= \frac{q_2 \mu_n l_{12}}{2k k_n h L}; \\ p'_{c2} - p_{c2} &= \frac{q_2 \mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c2} \pi k k_n h}. \end{aligned} \quad (4.33)$$

Здесь n_n , n_{c1} и n_{c2} – число скважин соответственно в нагнетательном, первом и втором рядах. Остальные обозначения указаны на рис. 4.11 или соответствуют принятым ранее. Если сложить первые четыре из соотношений (4.33), то получим следующую формулу:

$$p_n - p_{c1} = \frac{q}{2kh} \left(\frac{\mu_\varepsilon \ln \frac{r_\varepsilon}{r_c}}{n_n \pi k_\varepsilon} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{n_n \pi k_n} + \frac{\mu_n l}{k_n L} \right) + \frac{q_1 \mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1} \pi k k_n h}. \quad (4.34)$$

Сложим последние три соотношения формул (4.33). В результате получим

$$p_{c1} - p_{c2} = \frac{q_2}{2kh} \left(\frac{\mu_n l_{12}}{k_n L} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{n_{c2} \pi k_n} \right) - \frac{q_1 \mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1} \pi k k_n h}. \quad (4.35)$$

Как известно, при расчетах процессов разработки нефтяных месторождений заданы: 1) дебиты скважин, необходимо найти перепады давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин; 2) перепады давления, необходимо найти дебиты рядов скважин. В первом случае следует использовать формулы (4.34) и (4.35), во втором – необходимо решать систему из следующих трех линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{aligned} Aq + Bq_1 &= p_n - p_{c1}; \\ Cq_2 - Bq_1 &= p_{c1} - p_{c2}; \\ q &= 2q_1 + q_2; \end{aligned}$$

$$A = \frac{1}{2kh} \left(\frac{\mu_\varepsilon \ln \frac{r_\varepsilon}{r_c}}{n_n \pi k_\varepsilon} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{n_n \pi k_n} + \frac{\mu_n l}{k_n L} \right);$$

$$B = \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1} \pi k k_n h};$$

$$C = \frac{\mu_n l_{12}}{2k k_n h L} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c2} \pi k k_n h}. \quad (4.36)$$

Решая эту систему уравнений, получаем:

$$q_2 = \frac{A + B \frac{p_{c1} - p_{c2}}{B + 2AC} + B \frac{p_H - p_c}{B + 2AC}}{A + C \frac{B + 2AC}{B + 2AC}}; \quad (4.37)$$

$$q_1 = \frac{Cq_2 - \frac{p_{c1} - p_{c2}}{B + 2AC}}{B}. \quad (4.38)$$

Аналогичным образом решают соответствующие задачи в случае пятирядной и других схем расположения скважин [7].

5. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную и водяную зоны.

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления ближе к забоям скважин. Это движение происходит вследствие разности (перепада) пластового (начального) давления и давления у забоев скважин ($p_{пл} - p_3$). Накопленная пластовая энергия расходуется на перемещение жидкости и газа по пласту и подъем их в скважинах, а также на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении. В зависимости от геологических условий и условий эксплуатации пластовая энергия проявляется в виде сил, способствующих движению флюидов.

Процесс подъема нефти на дневную поверхность может проходить за счет:

- естественной пластовой энергии (фонтанный способ эксплуатации скважин);
- энергии вводимой в скважину с поверхности (механизированные способы подъема: газлифт, глубинно-насосные способы эксплуатации скважин).

5.1. Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. забойное давление достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье скважины и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости. Общее обязательное условие для работы фонтанирующей скважины [13]:

$$\begin{aligned} p_{пл} &> p_3 \\ p_3 &> p_2 + p_{тр} + p_y. \end{aligned} \quad (5.1)$$

Потери давления на гидравлическое трение $p_{тр}$ определяются по формулам трубной гидравлики. Противодействие на устье скважины p_y определяется ее удаленностью от групповой замерной установки, давлением

в этой установке или размером штуцера (местного сопротивления), обычно устанавливаемого на выкидной линии фонтанирующей скважины для регулирования режима ее работы. При широко распространенных в настоящее время однетрубных, герметизированных системах нефтегазосбора давление на устье p_y бывает большим, достигая нескольких МПа.

Артезианское фонтанирование (фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа). Этот способ встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти или при забойном давлении, значительно превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине.

Фонтанирование за счет энергии газа (фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование) – наиболее распространенный способ фонтанирования. При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба газожидкостной смеси (ГЖС) в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, для фонтанирования скважины требуется меньшее забойное давление. Фонтанирование скважины может происходить при давлении на забое скважин превышающем или равным давлению насыщения.

Фонтанная скважина

Это скважина, в которой нефть поднимается на поверхность за счет естественной энергии нефтяного пласта. Оборудованием для подъема нефти служат специальные фонтанные (лифтовые) трубы, обычно опускаемые до кровли продуктивного пласта и оснащенные на конце воронкой.

На устье каждой скважины устанавливается фонтанная арматура (рис. 5.1), которая обеспечивает [14]:

- подвеску фонтанных труб;
- герметизацию устья скважины (колонная головка);
- регулирование режима эксплуатации фонтанной скважины осуществляется с помощью штуцеров.

Продукция фонтанной скважины по выкидной линии и линейным трубопроводам направляется на замерную установку.

Буферная задвижка служит для перекрытия и установки лубрикатора, который применяется для спуска в скважину различных скважинных измерительных приборов при проведении исследований.

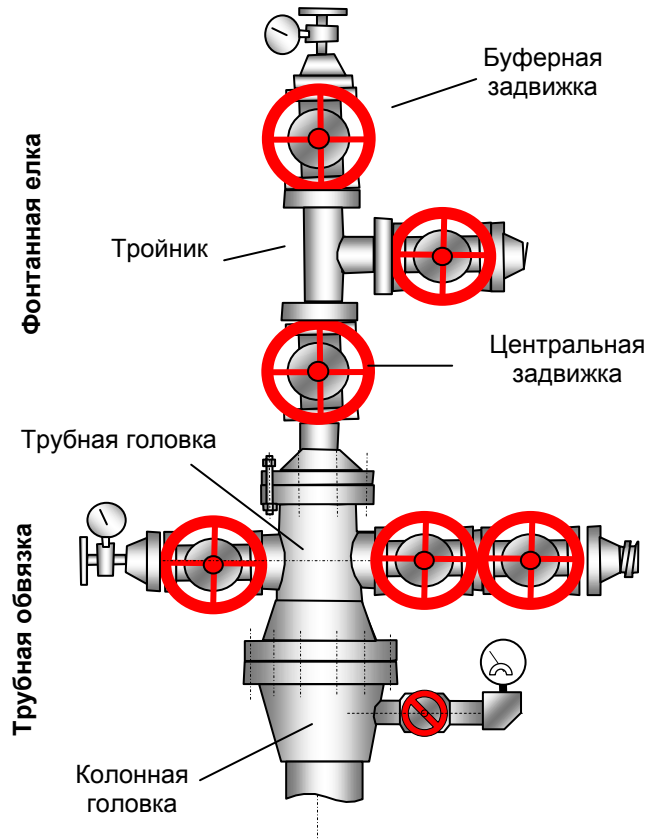


Рис. 5.1. Схема устьевой фонтанной арматуры

По мере разработки залежи количество пластовой энергии, поступающей на забой скважины уменьшается вследствие обводнения продукции или падения пластового давления. Особенно острая необходимость в рациональном использовании пластовой энергии возникает в конце периода фонтанирования. Из условий в конце фонтанирования и выбирается диаметр колонны насосно-компрессорных (НКТ) для подъема газожидкостного потока с тем, чтобы скважина работала на оптимальном режиме [15]:

$$d_K = 400 \cdot \sqrt{\frac{\rho_K L_K}{p_1 - p_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_K L_K}{\rho_K g L_K - p_1 + p_y}}, \quad \text{мм}, \quad (5.2)$$

Для условий в конце фонтанирования давление у башмака НКТ p_1 берется равным давлению насыщения $p_{\text{нас}}$.

Плотность жидкости в ρ_K определяется по прогнозу обводнения (B_K) скважин в конце фонтанирования:

$$\rho_K = \rho_1 \left(1 - \frac{B_K}{100}\right) + \rho_v \frac{B_K}{100}, \quad \text{кг/м}^3. \quad (5.3)$$

где ρ_1 – плотность нефти; ρ_v – плотность воды; q_K – дебит скважины в конце фонтанирования; p_y – Давление на устье скважины.

Трубы считаются спущенными до верхних отверстий фильтра, а длина колонны НКТ определяется как расстояние L_k от устья скважины до сечения, где давление равно давлению насыщения.

Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение

Наиболее типичными и наиболее опасными по своим последствиям осложнениями являются [13]:

Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевого арматуры. Для предупреждения фонтанирования арматура всегда опрессовывается на двукратное испытательное давление. Кроме того, в последнее время были разработаны и нашли применение различные отсекатели, спускаемые в скважину на некоторую глубину или даже под башмак колонны фонтанных труб.

Образование асфальто-смолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях. Для предотвращения отложений парафина и обеспечения нормальных условий работы скважины применяются механические методы; тепловые методы; покрытия труб из эмали или эпоксидных смол; растворители парафиновых отложений; химические добавки.

Пульсация при фонтанировании, могущая привести к преждевременной остановке скважины.

Образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ при эксплуатации пластов, склонных к пескопроявлению. Борьба с этим явлением ведется посредством спуска башмака НКТ до нижних перфорационных отверстий или периодической промывкой скважины, при которой песчаная пробка размывается и уносится на поверхность потоком промывочной жидкости.

Отложения солей на забое скважины и внутри НКТ. Основными методами борьбы с образовавшимися солевыми отложениями являются химические методы, т. е. применение различных реагентов с последующим удалением продуктов реакции.

5.2. Газлифтная эксплуатация скважин

Газлифт – способ подъема жидкости из скважин за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением и подводимого к башмаку фонтанных труб (рис. 5.2). Сущность газлифта – газирование жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность. Приток продукции зависит от расхода газа. Газлифт применяется в тех случаях, когда работа насосов осложнена:

- высоким газосодержанием или температурой жидкости;
- наличием песка;
- отложениями парафина и солей;
- в кустовых и наклонно направленных скважинах.

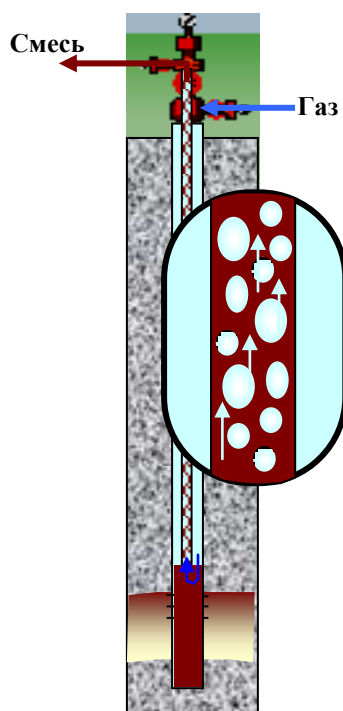


Рис. 5.2. Схема газо-жидкостного подъемника

По схеме подачи и виду источника рабочего агента различают [13]:

- компрессорный газлифт (сжатый компрессором попутный газ или воздух – эрлифт);
- бескомпрессорный газлифт (природный газ под естественным давлением при наличии вблизи газовых месторождений или скважин с достаточными запасами и необходимым давлением);
- внутрискважинный бескомпрессорный газлифт (газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной).

В зависимости от схемы действия во времени применяется:

- непрерывный газлифт (реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточно высока);
- периодический газлифт (реализуется в случае низкой продуктивности скважины по схеме с перепускным клапаном или по схеме с камерой накопления).

Конструктивные особенности газлифтных подъемников определяются схемой действия и осложнениями при эксплуатации скважин [14].

Конструкции газлифтных подъемников для непрерывной эксплуатации определяются в зависимости (рис. 5.3):

- от числа рядов НКТ, спускаемых в скважину (однорядные, двухрядные, полуторарядные);
- от направления движения сжатого газа (кольцевые и центральные).

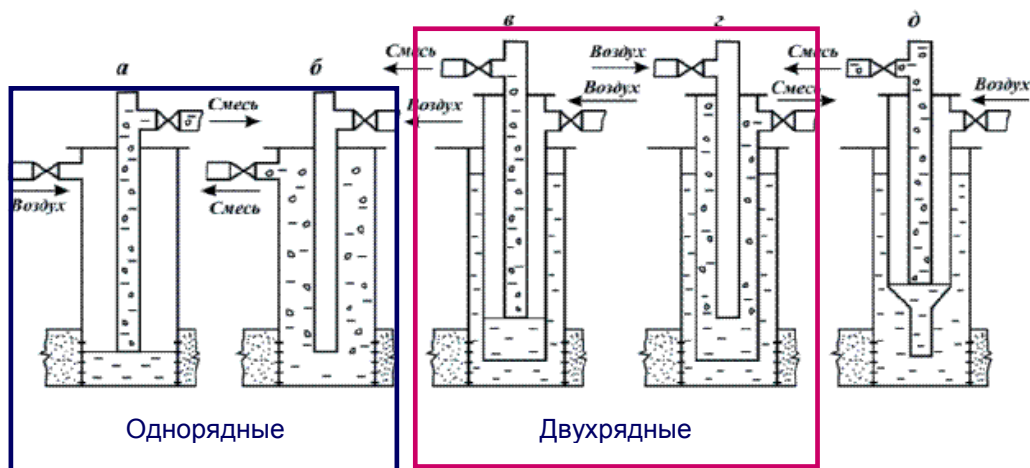


Рис. 5.3. Конструктивные схемы газлифтных подъемников для непрерывной эксплуатации скважин

Однорядные подъемники используются при эксплуатации скважин с нормальными условиями (допустимое содержание механических примесей, хорошее качество рабочего агента и его подготовки).

Преимущество двухрядного подъемника заключается в том, что при эксплуатации в осложненных скважинах его работа происходит плавно, с созданием лучших условий для выноса песка и предотвращения образования песчаных пробок.

Для периодической эксплуатации скважин, работающих без осложнений, применяется однорядный подъемник с пакером и перескным клапаном (рис. 5.4).

Цикл его работы заключается в следующем.

Когда перепускной клапан 5 закрыт, давление под обратным клапаном 7 со стороны скважины больше, чем давление со стороны подъемника и клапан 7 открывается. Продукция поступает в подъемник, уровень жидкости в нем растет.

Вместе с этим растет и давление на сильфон перепускного клапана 5, который срабатывает от давления в подъемнике. При достижении заданного перепада давлений между давлением газа в затрубном пространстве и давлением жидкости в подъемнике, клапан 5 открывается, газ поступает в подъемник, обратный клапан 7 закрывается, происходит газирование жидкости и выброс ГЖС на поверхность.

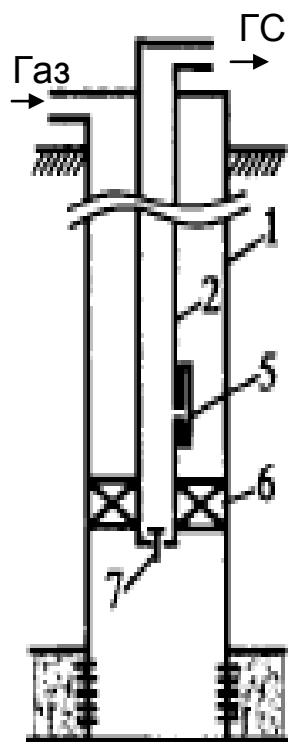


Рис. 5.4. Принципиальная схема однорядного подъемника с накером и перепускным клапаном

Перепад давлений на сильфон снижается и перепускной клапан 5 закрывается. Под действием давления у башмака подъемника обратный клапан открывается.

Двухрядный подъемник с камерой накопления (рис. 5.5) предназначен для периодической эксплуатации малодебитных скважин, работающих с осложнениями (повышенное содержание механических примесей и др.).

Рабочий цикл подъемника.

Когда в межтрубном пространстве (между колоннами 2 и 3) нет давления и в подъемнике нет давления закачиваемого газа, обратный клапан 7 открывается и жидкость из скважины поступает в камеру накопления и поднимается в подъемник в межтрубное пространство. После подъема уровня жидкости на расчетную величину расположенный на устье автомат подачи газа в соответствии с заданной программой включается и сжатый газ подается в межтрубное пространство.

Обратный клапан 7 закрывается, отсекая от скважины накопившийся объем жидкости и оттесняя ее уровень через клапан 9 до башмака подъемника 2. Происходит газирование жидкости и выброс ГЖС на поверхность.

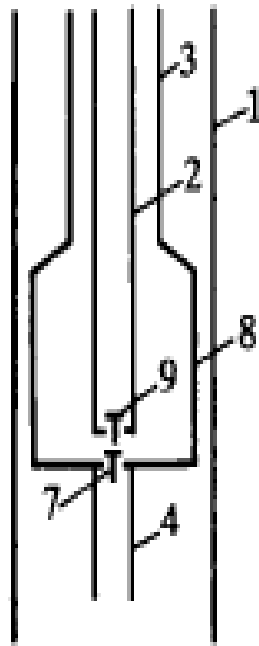


Рис. 5.5. Принципиальная схема двухрядного подъемника с камерой накопления

Давление газа в межтрубном пространстве падает и автомат перекрывает подачу. Обратный клапан 9 закрывается. Открывается обратный клапан 7.

Комплекс газлифтного оборудования включает [14]:

- наземное (источник рабочего агента; систему трубопроводов; газораспределительные батареи с устройствами регулирования расхода);
- скважинное (насосно-компрессорные трубы, пакеры, пусковые и рабочие клапаны для подачи газа в поток жидкости).

На устье каждой компрессорной скважины устанавливается устьевая арматура, которая поддерживает спущенные в скважину НКТ, герметизирует межтрубные пространства, направляет продукцию в выкидную линию, а сжатый газ – в скважину в зависимости от заданного направления движения.

Газлифтная скважина

Это скважина, в которой нефть поднимается на поверхность за счет за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением и подводимого к башмаку фонтанных труб.

В момент пуска газлифтной скважины, т. е. когда уровень жидкости в межтрубном пространстве будет оттеснен до башмака, давление газа, действующее на этот уровень, будет уравниваться гидростатическим давлением столба жидкости высотой в подъемных трубах. Это

и будет то максимальное давление газа, которое называется пусковым, необходимое для пуска газлифтной скважины [16].

Пусковое давление всегда больше рабочего. Это осложняет промышленное обустройство и технику эксплуатации газлифтных скважин, так как для их пуска необходимо иметь источник газа высокого давления в виде специального компрессора и газовой линии, рассчитанной на пусковое давление.

После прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбору динамическим уровнем, а следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим давлением.

Пусковые клапаны обеспечивают последовательное газирование жидкости в скважине при пуске, после чего закрываются. Рабочие клапаны регулируют поступление рабочего агента в продукцию и предназначены для уменьшения пульсаций и поддержания заданной добычи жидкости при изменении обводненности, устьевого давления, прорыве газа из пласта, соле- и парафиноотложениях в трубах и др.

Системы газоснабжения

Источником газа высокого давления могут быть как компрессорные станции, так и скважины чисто газовых месторождений.

Природный газ газовых месторождений нуждается в предварительной подготовке, которая может производиться различными способами, начиная от сооружения специальных газоперерабатывающих заводов с установками для низкотемпературной сепарации, абсорбционных установок для отделения тяжелых бензиновых фракций, осушки газа от влаги, очистки от сероводорода, механических примесей. Технически правильно построенная система газлифтной эксплуатации обязательно должна предусматривать замкнутый технологический цикл. Сущность его состоит в сборе отработанного газа и подаче его вновь на прием компрессоров, снабжающих газлифтные скважины газом высокого давления. Отработанный газ после интенсивного перемешивания с нефтью в подъемных трубах насыщается тяжелыми газообразными углеводородами и для повторного использования также требует предварительной подготовки.

Преимущества газлифта

Использование всех преимуществ энергии газа в коллекторе (эксплуатация скважин с большим газовым фактором).

Возможность добычи больших объемов нефти.

Эксплуатация в осложненных условиях (высокое газосодержание или температура жидкости, наличие механических примесей, отложения парафина и солей).

Эксплуатация в скважинах с высокой кривизной (кустовые и наклонно направленные скважины).

Гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту.

Простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период работы.

Недостатки газлифта

Необходимость наличия источника газа высокого давления для пуска скважины (большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций).

Проблемы с застыванием и гидратами.

Возможность образования стойких эмульсий в процессе подъема продукции скважин.

Сложность полного извлечения флюида из малопродуктивных скважин и скважин с низким забойным давлением.

5.3. Области применения глубинно-насосных установок

В мировой практике нефтедобычи получили распространение следующие глубинно-насосные установки:

- скважинные штанговые насосные установки (СШНУ);
- установки погружных центробежных насосов с электроприводом (УЭЦН);
- установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН);
- установки со струйными насосами (УСН);
- установки гидравлических поршневых насосов (УГПН);
- установки с диафрагменными насосами и электроприводом (УЭДН).

В нашей стране наиболее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи – УЭЦН. Это связано с тем, что СШНУ предназначены для эксплуатации низко и среднедебитных скважин, а УЭЦН – для эксплуатации средне и высокодебитных скважин. Области и границы различных категорий скважин по дебиту и высоте подъема представлены на рис. 5.6 [13].

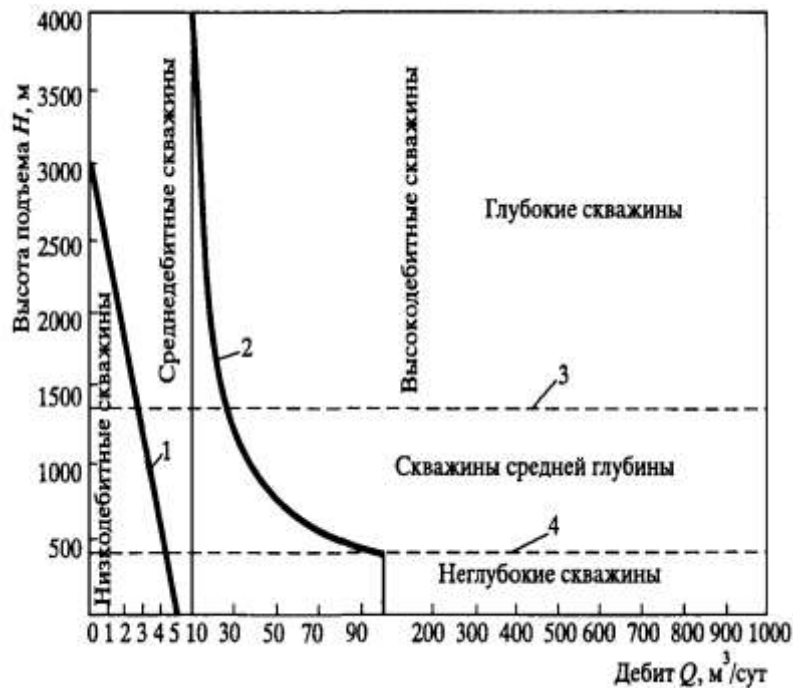


Рис. 5.6. Категории скважин

Линия 1 между определяет границу между низкодебитными (дебит не превышает $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при высоте подъема менее 3000 м) и среднедебитными скважинами;

Линия 2 соответствует границе между средне- и высокодебитными скважинами (дебит более $100 \text{ м}^3/\text{сут}$, независимо от высоты подъема и высота подъема более 3000 м, независимо от дебита);

Линия 3 – это граница между глубокими (высота подъема жидкости более 1350 м) и средней глубины скважинами;

Линия 4 разделяет категории неглубоких (высота подъема жидкости до 450 м) и средней глубины скважин.

Остальные установки ни по фонду добывающих скважин ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с ШСНУ и УЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин.

5.4. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов

Электроцентробежная насосная установка

Установка (УЭЦН) представляет собой комплекс наземного и погружного оборудования для механизированной эксплуатации скважин с помощью погружного центробежного насоса, приводимого в действие погружным электродвигателем [14].

УЭЦН для нефтяных скважин включает:

- кабельную линию, соединяющую электродвигатель с трансформатором и станцией управления;
- центробежный насос (до 120 ступеней);
- газосепаратор (с противотоком или центробежный);
- блок гидрозащиты, предохраняющий электродвигатель от попадания пластовой среды и компенсирующий тепловое расширение масла в системе смазки электродвигателя;
- асинхронный погружной электродвигатель (ПЭД);
- погружной блок системы телеметрии.

Система телеметрии позволяет контролировать важнейшие параметры работы УЭЦН (температура, давление, вибрация). Электронное устройство, сопрягаемое с ПЭД, передает на поверхность всю информацию. Вторичный прибор на поверхности обрабатывает полученную информацию и дает команду на оптимизацию режима, а при необходимости – отключает УЭЦН во избежание аварии.

В зависимости от диаметра насосы изготавливаются три габаритные группы: **5; 5А; 6**.

В структуре условного обозначения ЭЦН представлены основные параметры:

- исполнение (коррозионно-износостойкое или обычное);
- габаритная группа;
- номинальная производительность (подача, м³/сут);
- номинальный напор, м.

Рабочая ступень центробежного насоса содержит направляющий аппарат с рабочим колесом. Колесо подхватывает жидкость и сообщает ей кинетическую энергию. Направляющий аппарат преобразует кинетическую энергию потока жидкости в его потенциальную (создавая напор). Направляющие аппараты стянуты в цилиндрическом корпусе насоса и объединены в отдельные секции (для удобства транспортировки и монтажа).

ЭЦН монтируется в вертикальном положении непосредственно в процессе спуска в скважину. Корпуса секций соединяют фланцами, валы – шлицевыми муфтами. Установка опускается на заданную глубину на насосно-компрессорных трубах, подвешенных к устьевой арматуре с герметичным вводом кабельной линии в скважину. Кабельная линия крепится к насосно-компрессорным трубам снаружи поясами.

При работе ЭЦН продукция подается на поверхность по насосно-компрессорным трубам. Реже применяют ЭЦН без насосно-компрессорных труб с пакером, подвеской на кабель-канате и подачей продукции по обсадной колонне.

Паспортная характеристика погружного насоса

Напорно-расходная характеристика погружного ЭЦН (рис. 5.7) дается заводом изготовителем при работе насоса на воде плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ (количество ступеней – 100) и представляет собой зависимость [13,14]:

- напора H от подачи Q ;
- коэффициента полезного действия (КПД) η от подачи Q ;
- мощности N от подачи Q .

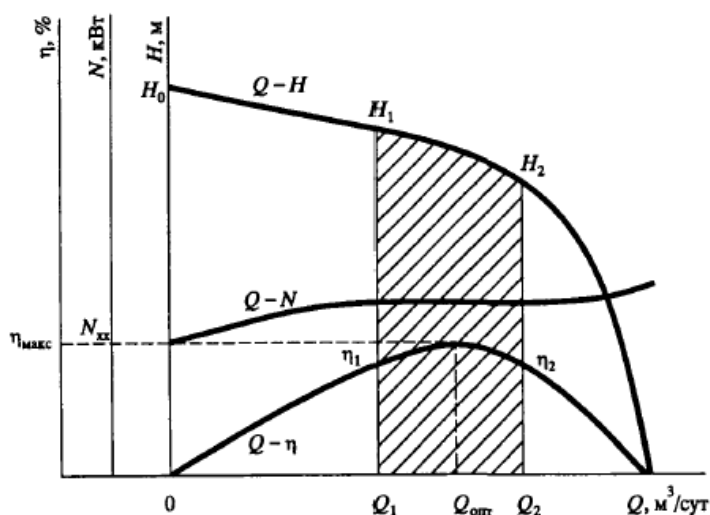


Рис. 5.7. Типичная характеристика погружного ЭЦН

При закрытой задвижке и подаче $Q = 0$, насос развивает максимальный напор H_0 . В этом случае КПД равен нулю. Если насос работает без подъема жидкости ($H = 0, \eta = 0$), подача его максимальна.

Наиболее целесообразная область работы насоса – зона максимального КПД ($\eta_1 \leq \eta \leq \eta_2$). Задача создания единой системы пласт – скважина – насос заключается в подборе такого режима насоса, когда кривая $H(Q)$ пересекается с характеристикой продуктивности скважины, представляющей зависимость дебита от депрессии, в зоне максимального КПД ($\pm 6 \%$).

Оптимальная глубина подвески насоса определяется [14,17]:

$$L = H_d + H_{\text{п}} + \frac{P_y}{\rho g} + h_{\text{тр}} - H_r. \quad (5.4)$$

Глубина динамического уровня жидкости в скважине H_d при отборе заданного количества жидкости:

$$H_d = H_c - h. \quad (5.5)$$

где $h = \frac{p_{пл} - \left(\frac{q}{K}\right)}{\rho g}$ – высота столба жидкости от забоя до динамического уровня по вертикали (давление, выраженное в метрах столба жидкости плотностью ρ); K – коэффициент продуктивности скважины; H_c – глубина скважины.

Глубина погружения ЭЦН под динамический уровень $H_{п}$ необходима для обеспечения нормальной работы насоса (поправка). При газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается. При содержании газа 7–20 % необходимо в расчет напора вносить поправку $H_{п}$, а при газосодержании более 30 % наблюдается срыв подачи насоса.

Противодавление на устье скважины p_y , необходимо преодолеть для подачи продукции скважины на замерные установки.

Потери напора на преодоление сил гидравлического трения в НКТ ($h_{тр}$) при движении потока рассчитываются по формулам трубной гидравлики.

Работа выделяющегося из жидкости газа в колонне НКТ, уменьшает необходимый суммарный напор на величину H_r .

Осложнения при эксплуатации ЭЦН

Осложнения, вызванные наличием газа на приеме насоса. Газ может создавать в насосе газовую пробку, что приводит:

- к скачкам давления;
- срыву подачи и выходу насоса из строя;
- ухудшению смазки подшипников;
- снижению КПД насоса и подъемника в целом.

При добыче из скважин нефти с большим содержанием растворенного газа в составе УЭЦН применяются газосепараторы (с противотоком или центробежного типа) [18]. Газосепаратор устанавливается на приеме насоса между гидрозащитой и насосной модуль-секцией. Пластовая жидкость через приемную сетку попадает к шнеку и рабочим органам газосепаратора, создающим напор. Далее газожидкостная смесь (ГЖС) попадает в камеру вращающихся лопаток сепаратора. Под действием центробежных сил, жидкость отделяется от газа. Жидкость продолжает движение на прием насоса, а газ удаляется в затрубное пространство. При этом исключается образование газовых пробок и кавитация. В результате обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки. Однако применение газосепараторов имеет ряд негативных последствий. Так, существенно

уменьшается работа газа по подъему жидкости в насосно-компрессорных трубах вследствие значительного снижения газового фактора и давления насыщения из-за сепарации газа на приеме ЭЦН. При этом наблюдается подъем продукции по затрубному пространству вследствие газлифтного эффекта, что чревато выпадением отложений твердой фазы в затрубном пространстве и коррозией эксплуатационной колонны, а также может привести к образованию глухих парафиновых пробок.

Осложнения, вызванные наличием механических примесей в перекачиваемой среде

Все насосы делятся на две основные группы: обычного и коррозионно-износостойкого исполнения.

Насосы износостойкого исполнения предназначены для работы:

- в скважинах, продукция которых содержит песок и другие механические примеси (до 1 % по массе);
- в наклонных и горизонтальных скважинах (дносторонний износ рабочих органов).

Большая надежность достигается применением двухпорной конструкции рабочей ступени (снижается нагрузка на единицу поверхности трения) и увеличением длины посадки колеса на вал (уменьшаются вибрации, повышается устойчивость вращения рабочего колеса) [18].

подавляющая часть действующего фонда (около 95 %) – насосы обычного исполнения. Комплексная защита погружного оборудования включает гидрофобную обработку поверхностей рабочих органов фторполимерными кислотами, защитное антикоррозионное напыление на корпусах сборочных единиц и предназначена для:

- защиты особо нагруженных и подверженных износу (механическому и коррозионному) элементов конструкции;
- защиты поверхностей, подверженных образованию твердых отложений в органах насоса;
- снижения коэффициента трения подшипников и защиты корпусов ПЭД, модуль-секций, газосепаратора.

УЭЦН специального назначения

Они находят применение [14]:

- в водозаборных и артезианских скважинах для снабжения технической водой систем поддержания пластового давления (ППД) и для бытовых целей;

- для внутрислоевого систем ППД при закачке воды из нижнего водоносного пласта в верхний нефтяной или из верхнего водоносного в нижний нефтяной через одну скважину.
- в специальных компоновках насоса в корпусах и с каналами перетока для одновременной, но раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной (модификация известных элементов погружного насоса для работы в скважине в сочетании с другим оборудованием – газлифт, ШГН, фонтан).
- в специальных установках погружных центробежных насосов на кабель-канате (безтрубные ЭЦН).

Преимущества способа эксплуатации скважин с помощью УЭЦН:

- широкий ряд рабочих характеристик, универсальность, высокий КПД;
- возможность добычи больших объемов нефти;
- наиболее эффективный и экономичный способ по себестоимости единицы объема добываемой нефти;
- возможность эксплуатации в скважинах с высокой кривизной (кустовые наклонно направленные скважины);
- возможность эксплуатации в горизонтальных скважинах;
- возможность применения в различных системах ППД.

Недостатки способа:

- УЭЦН – довольно сложная техническая система;
- высокая чувствительность к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа (срыв подачи и блокировка насоса при высоком газосодержании);
- высокая чувствительность к наличию в откачиваемой жидкости механических примесей;
- ограничения работы ПЭД по температурному режиму;
- вероятность повреждения кабеля при спускоподъемных операциях.

5.5. Эксплуатация скважин с помощью скважинных штанговых насосных установок

Скважинная штанговая насосная установка (СШНУ) – это комплекс оборудования для механизированной эксплуатации скважин с помощью погружного штангового насоса, приводимого в действие наземным станком-качалкой.

Штанговый глубинный насос (ШГН) представляют собой вертикальную одноступенчатую и одноплунжерную конструкцию одинарного действия с цельным неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером, нагнетательным и всасывающим клапанами [14]. Он опускается в скважину ниже уровня жидкости.

Станок-качалка преобразует вращение вала электродвигателя в возвратно – поступательное движение, передаваемое колонне штанг через гибкую подвеску и полированный шток.

Продукция скважины (нефть, вода) подается на поверхность по насосно-компрессорным трубам, обсадной колонне, либо по полым штангам. ШГН (рис. 5.8) состоит из длинного (2–4 м) цилиндра той или иной конструкции. На нижнем конце неподвижного цилиндра 1 укреплен неподвижный всасывающий клапан 2, открывающийся при ходе вверх. Цилиндр подвешивается на трубах. В нем перемещается поршень-плунжер 3, выполненный в виде длинной (1–1,5 м) гладкой трубы, имеющей нагнетательный клапан 4, открывающийся вверх. Плунжер подвешивается на штангах.

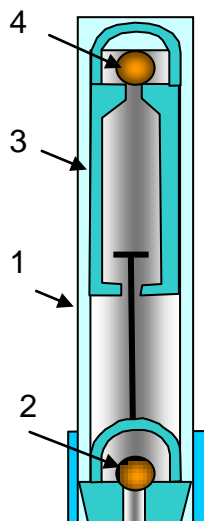


Рис. 5.8. Принципиальная схема плунжерного насоса

При движении плунжера вверх жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме насоса заполняет внутреннюю полость цилиндра. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывает нагнетательный клапан. Плунжер с открытым клапаном погружается в жидкость. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер превращается в поршень и поднимает жидкость на высоту, равную длине его хода (0,6–6 м). Накапливающаяся над плунжером жидкость достигает устья скважины и поступает в нефтесборную сеть.

СШНУ обеспечивают откачку из скважин жидкости со следующими характеристиками:

- обводненность до 99 %,

- вязкость до 100 мПа·с,
- содержание твердых механических примесей до 0,5 %,
- содержание свободного газа на приеме до 25 %,
- объемное содержание сероводорода до 0,1 %,
- минерализация воды до 10 г/л и температура до 130 °С.

Эксплуатация скважин с помощью СШНУ в осложненных условиях [13]

Большое газосодержание на приеме насоса

Методы снижения вредного влияния свободного газа:

- снижение доли объема мертвого пространства в цилиндре за счет увеличения длины хода плунжера;
- снижение коэффициента мертвого пространства за счет использования насосов с двумя нагнетательными клапанами;
- увеличение давления на приеме насоса за счет его большего погружения под динамический уровень;
- увеличение коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса.

Работа газовых сепараторов для СШНУ основана на принципе гравитационного разделения фаз. Устанавливаются, как правило, ниже всасывающего клапана насосов. С их помощью удастся увеличить долю газа, уходящего через затрубное пространство и уменьшить долю газа, поступающего в цилиндр насоса.

Большое содержание механических примесей в откачиваемой жидкости

Вредные последствия влияния механических примесей на погружное оборудование и забой скважин:

- износ пары трения «цилиндр-плунжер»;
- износ клапанов;
- заклинивание плунжера в цилиндре и обрыв штанг;
- осаждение песка на забое скважин, образование песчаных пробок и снижение продуктивности.

Для борьбы с вредным влиянием песка применяются различные меры (крепление призабойной зоны скважины различными смолами, образующими после их кристаллизации на забое прочную проницаемую пористую среду; применение песочных якорей). При использовании песочных якорей вероятность образования песчаных пробок на забое скважин существенно понижается. По принципу действия песочные якоря относятся к классу гравитационных сепараторов. Оседающий пе-

сок накапливается в корпусе-накопителе якоря, который очищается на поверхности после подъема при подземном ремонте скважины.

Отложение парафина в НКТ и на насосных штангах

Осложнения, вызванные отложением парафина, устраняют различными методами (периодическая тепловая обработка скважины; закачка в затрубное пространство различных растворителей; применение покрытия труб из эмали или эпоксидных смол; использование пластинчатых скребков, устанавливаемых на колонне штанг, которая поворачивается с помощью штанговращателей от привода на устье скважины)

Отложение минеральных солей в узлах насоса и в НКТ

Устраняются периодической закачкой в пласт растворов различных кислот; вводом растворителей солевых отложений; периодической промывкой скважины и насосного оборудования через межтрубное пространство растворителями.

Сильное искривление скважин

Для уменьшения подобных осложнений применяются штанговращатели, а колонна штанг оборудуется специальными муфтами-вставками, снабженными роликами и центраторами, которые могут перекатываться по внутренней поверхности труб, не допуская соприкосновения тела штанги или муфты с трубой.

В процессе насосного цикла на штанги и трубы действуют различные по величине нагрузки, приводящие к их деформации. Для выяснения вида нагрузок производится динамометрирование СШНУ.

Динамометрирование СШНУ

Диаграмму нагрузки на устьевого штока в точке подвеса штанг (ТПШ) в зависимости от его хода называют динамограммой. Методика динамометрирования основана на сравнении реальной динамограммы с теоретической динамограммой стационарного режима нормальной работы глубинного насоса. Сопоставление снятой в ТПШ динамограммы (реальной) с теоретической позволяет выявить отклонения от нормальной работы установки в целом и дефекты в работе самого насоса. Динамограмма, кроме того, позволяет уточнить режим откачки и по возможности его улучшить.

При построении теоретической динамограммы учтено лишь действие следующих сил [13]:

- тяжести штанг и труб;

- упругости материала штанг и труб;
- трения штанг о трубы;
- трения плунжера в цилиндре;
- Архимеда.

Исключено действие сил:

- инерции движущихся масс;
- гидродинамического трения.

Кроме того, принято, что насос и трубы герметичны, откачиваемая жидкость лишена упругости и дегазирована, цилиндр насоса полностью заполняется жидкостью. Типичный вид теоретической динамограммы представлен на рис. 5.9.

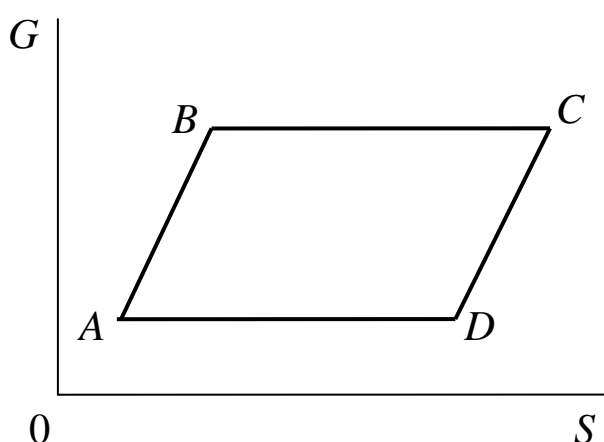


Рис. 5.9. Зависимость нагрузки на устьевого штока ТПШ в зависимости от его хода

Точка А соответствует началу хода полированного штока вверх. Плунжер насоса остается неподвижным в течение определенного времени (нагнетательный клапан закрыт) и происходит начальная деформация штанг и труб (линия АВ). В точке В всасывающий клапан открыт, нагрузка на штанги стабилизируется и остается постоянной в течение хода вверх (линия ВС). В точке С ТПШ начинает двигаться вниз. Всасывающий клапан закрывается и через определенное время открывается нагнетательный клапан. Нагрузка в ТПШ снижается (линия CD), штанги сокращаются, а трубы удлиняются (упругие деформации штанг и труб). В точке D нагрузка на штанги стабилизируется и остается постоянной в течение всего хода вниз (линия DA).

Инерционные нагрузки, действующие в системе, трансформируют теоретическую динамограмму (рис. 5.10). В момент начала движения полированного штока вверх плунжер под действием сил инерции в течение определенного времени продолжает двигаться вниз, в результате

чего закрытие нагнетательного клапана происходит позднее. После закрытия нагнетательного клапана штанги продолжают воспринимать дополнительную нагрузку за счет веса продукции скважины. При этом они деформируются, а плунжер еще не движется вверх. При деформации, соответствующей точке В', начинается движение плунжера вверх с резким ускорением, что приводит к увеличению нагрузки на полированный шток (линия В' В"). При ходе вниз процесс восприятия и изменения нагрузок аналогично (только силы инерции направлены вверх при начале хода полированного штока вниз).

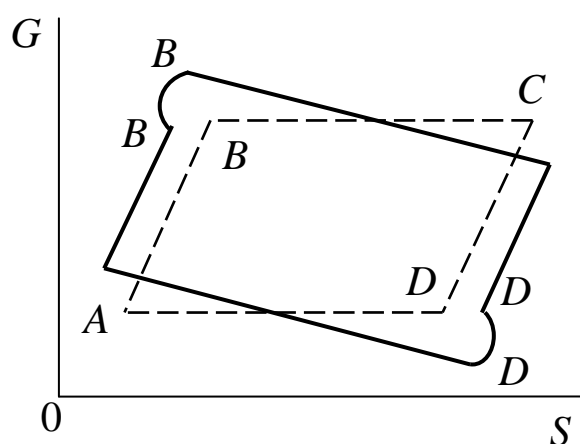


Рис. 5.10. Типичный вид реальной динамограммы при действии инерционных нагрузок на колонну штанг

Более сложная трансформация теоретической динамограммы происходит в условиях возникновения в системе вибрационных нагрузок, характерным признаком которых является появление при ходе вверх и вниз синусоидальных кривых (рис. 5.11).

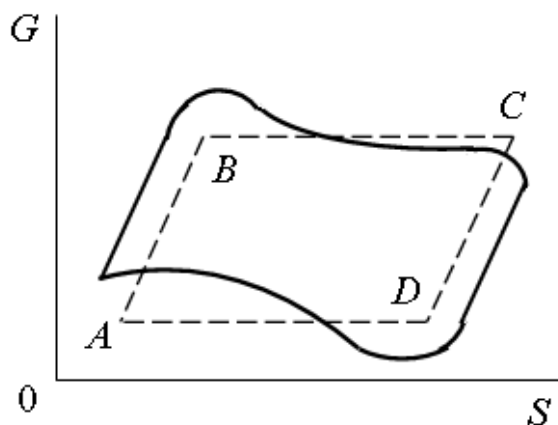


Рис. 5.11. Типичный вид реальной динамограммы при действии вибрационных нагрузок на колонну штанг

В случае влияния свободного газа, попадающего в цилиндр насоса при такте всасывания, реальные динамограммы отличаются характером процесса разгрузки колонны штанг при ходе вниз. Если под плунжером насоса имеется свободный газ, то при ходе плунжера (штанг) вниз замедляется процесс разгрузки вследствие сжимаемости газожидкостной смеси в цилиндре насоса. По мере роста объема свободного газа в цилиндре площадь динамограммы уменьшается (рис. 5.12).

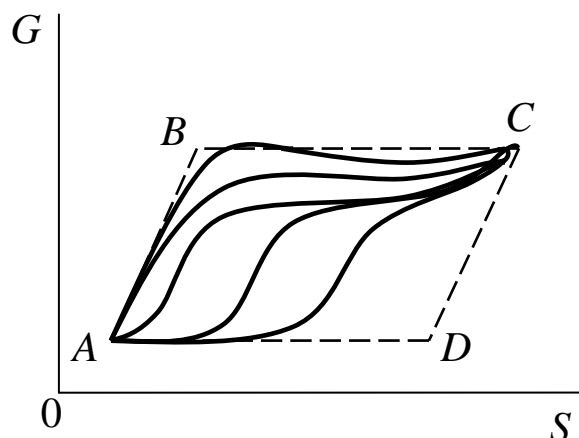


Рис. 5.12. Отражение влияния свободного газа, попадающего в цилиндр насоса на величину нагрузки

Преимущества способа эксплуатации скважин с помощью СШНУ:

- невысокая стоимость оборудования;
- малая стоимость обслуживания;
- простота в управлении и обслуживании;
- возможность управления откачкой;
- возможность отделения песка и примесей;
- возможность эксплуатации при высоких температурах.

Недостатки способа эксплуатации скважин с помощью СШНУ:

- ограниченная производительность;
- чувствительность к свободному газу;
- вероятность утечек и разливов на устье;
- ограничение добычи по глубине;
- ограничения эксплуатации в скважинах с искривленными стволами;
- низкая коррозионная стойкость.

5.6. Эксплуатация скважин с помощью установок струйных насосов

Одним из новых и перспективных для нефтяной промышленности видов добывающего оборудования являются установки струйных насосов (УСН).

УСН предназначены для механизированной эксплуатации высокодебитных (более $100 \text{ м}^3/\text{сут}$) скважин малой и средней глубины. По производительности УСН может конкурировать с УЭЦН и непрерывным газлифтом при меньших габаритных размерах, малой массе и отсутствии подвижных частей [19]. Струйный аппарат (СА) состоит из канала подвода, активного сопла камеры смешивания и диффузора (рис. 5.13).

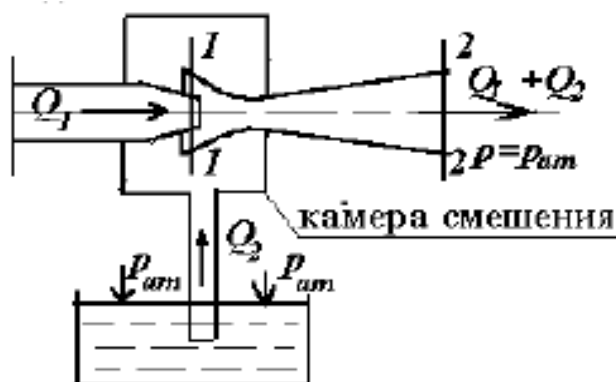


Рис. 5.13. Принципиальная схема струйного аппарата

Строго говоря, струйный скважинный подъемник не является насосом в обычном понимании этого слова, т. к. он не создает избыточного напора на выходе. В нем происходит двойное преобразование гидравлической энергии. Принцип работы струйного подъемника основан на законах сохранения массы и энергии (уравнение Бернулли), которые утверждают что:

- если в каком-либо сечении потока уменьшается кинетическая энергия, то потенциальная энергия в этом сечении возрастает и наоборот;
- при увеличении скорости движения жидкости уменьшается давление и наоборот;
- в сечениях потока реальной жидкости по направлению движения полная энергия всегда уменьшается, так как имеют место потери энергии на преодоление гидравлических сопротивлений;
- чем больше соотношение между площадью выходного сечения диффузора и площадью сечения активного сопла, тем выше производительность струйного насоса.

$$\rho g z_1 + p_1 + \frac{\rho u_1^2}{2} = \rho g z_2 + p_2 + \frac{\rho u_2^2}{2} + \rho g h_2, \quad (5.6)$$

где $\rho g z_{1,2}$ – весовые давления в сечениях 1-1 и 2-2; $p_{1,2}$ – статические давления в сечениях 1-1 и 2-2; $\frac{\rho u_{1,2}^2}{2}$ – динамические давления в сечениях 1-1 и 2-2; $\rho g h_2$ – гидростатическое давление в сечении 2-2.

Принцип действия СН

Рабочий агент (РА) (рис. 5.14), обладающий значительной потенциальной энергией, проходит через канал 1 и подводится к активному соплу 2, в котором происходит преобразование части потенциальной энергии в кинетическую.

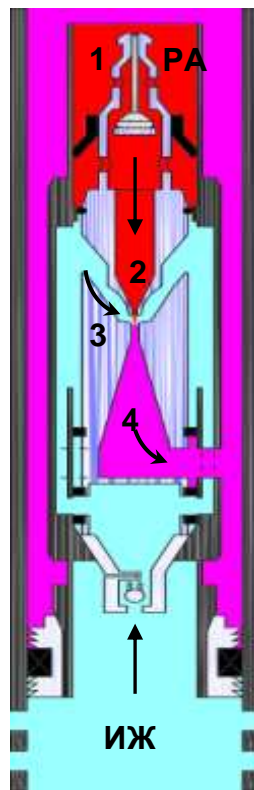


Рис. 5.14. Схема действия СН

Струя РА, вытекающая из сопла, понижает давление в камере смешения 3, вследствие чего часть инжектируемой жидкости (ИЖ) подмешивается к РА, выравнивая их скорости и давления. Смешанный поток поступает в диффузор 4. Здесь, за счет расширения происходит плавное снижение кинетической энергии смешанного потока и рост его потенциальной энергии. На выходе смешанный поток должен обладать по-

тенциальной энергией (давлением), достаточной для подъема его на поверхность (преодоления гидростатического давления). Чем больше соотношение между площадью сечения горловины диффузора и площадью сечения активного сопла, тем выше производительность скважинного подъемника.

**Необходимое условие подъема флюида на поверхность
с помощью струйного скважинного подъемника**

Требуемое напорное давление флюида в активном сопле должно удовлетворять условию:

$$p_{\text{соп}} = p_{\text{н}} + G_{\text{н}} - \Delta p_{\text{тн}}, \quad (5.7)$$

где $p_{\text{н}}$ – давление напора рабочего флюида на поверхности; $G_{\text{н}}$ – гидростатическое давление столба рабочей жидкости в напорной трубе; $\Delta p_{\text{тн}}$ – потери давления на трение в напорной трубе.

Требуемое давление нагнетания на выходе насоса:

$$p_{\text{вых}} = G_{\text{в}} + \Delta p_{\text{тв}} + p_{\text{у}}, \quad (5.8)$$

где $G_{\text{в}}$ – гидростатическое давления столба смешанной жидкости в выкидной трубе; $\Delta p_{\text{тв}}$ – потери давления на трение в выкидной трубе; $p_{\text{у}}$ – противодействие на устье скважины.

В РФ разработкой СН для эксплуатации скважин занимается «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина» [19], «ГИПРОТюменьНефтегаз» и другие научные и производственные организации. В настоящее время разработаны УСН с наземным и погружным силовым приводом. Каждая система имеет преимущества, недостатки и свою область рационального применения. При этом, струйный насос может быть стационарным или вставным (сбрасываемым). УСН с наземным приводом могут быть двухтрубными и одноструйными, но с использованием пакера. УСН с погружным силовым приводом, как правило, одноструйные, без пакера.

Особое место занимают УСН с погружным приводом, в качестве которого используется УЭЦН – тандемные установки. Они обладают рядом существенных преимуществ перед другими способами механизированной эксплуатации скважин. Наземное оборудование УСН выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы (куста) скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для ее очистки от механических примесей.

Коэффициент инжекции

Эффективность УСН оценивается с помощью коэффициента инжекции. Он представляет собой отношение объемного (массового) расхода инжектируемого потока к объемному (массовому) расходу рабочего агента. С практической точки зрения в качестве рабочего агента в промышленных условиях наиболее доступна вода из систем поддержания пластового давления (ППД). В наиболее общем случае инжектируемый поток (продукция скважин в осложненных условиях эксплуатации) состоит из трех фаз: жидкой, газообразной и твердой (механические примеси, парафин).

Объемный коэффициент инжекции:

$$u_o = \frac{Q_{\text{жи}}^* + V_{\text{г}} + Q_{\text{т}}}{Q_{\text{жр}}}, \quad (5.9)$$

Массовый коэффициент инжекции:

$$u_m = \frac{Q_{\text{жи}}^* \rho_{\text{жи}} + V_{\text{г}} \rho_{\text{г}} + Q_{\text{т}} \rho_{\text{т}}}{Q_{\text{жр}} \rho_{\text{жр}}}, \quad (5.10)$$

где $Q_{\text{жи}}^*$ – объемный расход инжектируемой жидкой фазы при наличии в ней газа и твердых частиц; $V_{\text{г}}$ – объемный расход газовой фазы; $Q_{\text{т}}$ – объемный расход твердой фазы; ρ – плотность.

Погружная насосно-эжекторная установка «Тандем»

Установка применяется при высоком газовом факторе, высоком давлении насыщения, низкой обводненности продукции скважин [20]. СН монтируется в напорной колонне между модулем-головкой ЭЦН и обратным клапаном. Основными преимуществами технологии являются эффективное использование энергии отсепарированного на входе ЭЦН свободного газа для подъема жидкости. Кроме того, в предложенном решении величина полезного расхода продукции, подаваемой на поверхность, включает в себя подачу как эжектируемой, так и рабочей среды, что существенно увеличивает КПД установки.

Эжектируемой средой для СН является продукция скважины из затрубного пространства, где происходит скопление нефтегазовой шапки с плотностью на порядок ниже, чем плотность добываемой продукции. В результате снижается обводненность продукции и, как следствие, увеличивается дебит нефти.

Преимущества способа эксплуатации скважин с применением УСН:

- простота конструкции и надежность (отсутствие подвижных деталей);
- высокая производительность при малой длине компоновки СН;
- возможность добычи больших объемов нефти с больших глубин;
- возможность добычи тяжелых и вязких флюидов за счет смешивания их с легкой жидкостью;
- способность работать в очень сложных условиях (при высоком содержании в откачиваемой жидкости механических примесей, свободного газа; при повышенных температурах и агрессивности эжектируемой продукции).

Недостатки способа эксплуатации скважин с применением УСН:

- чувствительность к механическим примесям в рабочей жидкости;
- в скважине должна быть эксплуатационная колонна с достаточным внутренним диаметром, чтобы избежать чрезмерных потерь давления на трение потока;
- испытание скважины может быть затруднено вследствие наличия рабочей жидкости в добываемом потоке.

5.7. Эксплуатация скважин с помощью установок электровинтовых насосов

Скважинная винтовая насосная установка

Более половины запасов нефти в России относятся к трудноизвлекаемым, причем значительную долю составляют высоковязкие нефти (более 30 мПа·с). При разработке и эксплуатации таких месторождений применение традиционных средств добычи нефти малоэффективно. Установки электровинтовых насосов (УЭВН) являются одним из наиболее эффективных средств добычи высоковязкой нефти. С повышением вязкости до определенных пределов (200 мПа·с) параметры насоса остаются неизменными [14].

Скважинная винтовая насосная установка – это полостной насос объемного действия с электродвигателем и системой токоподвода. Установки погружных винтовых насосов предназначены для перекачивания пластовой жидкости повышенной вязкости (тяжелая нефть, битум) из нефтяных скважин. Пригодны также для добычи флюидов с высоким содержанием твердой фазы, средне и малосернистой нефти. Они менее чувствительны к присутствию в нефти газа, а попадание последнего в рабочие органы не вызывает срыва подачи. КПД насоса достигает 0,75. Компоновка винтовой насосной установки представлена на рис. 5.15.

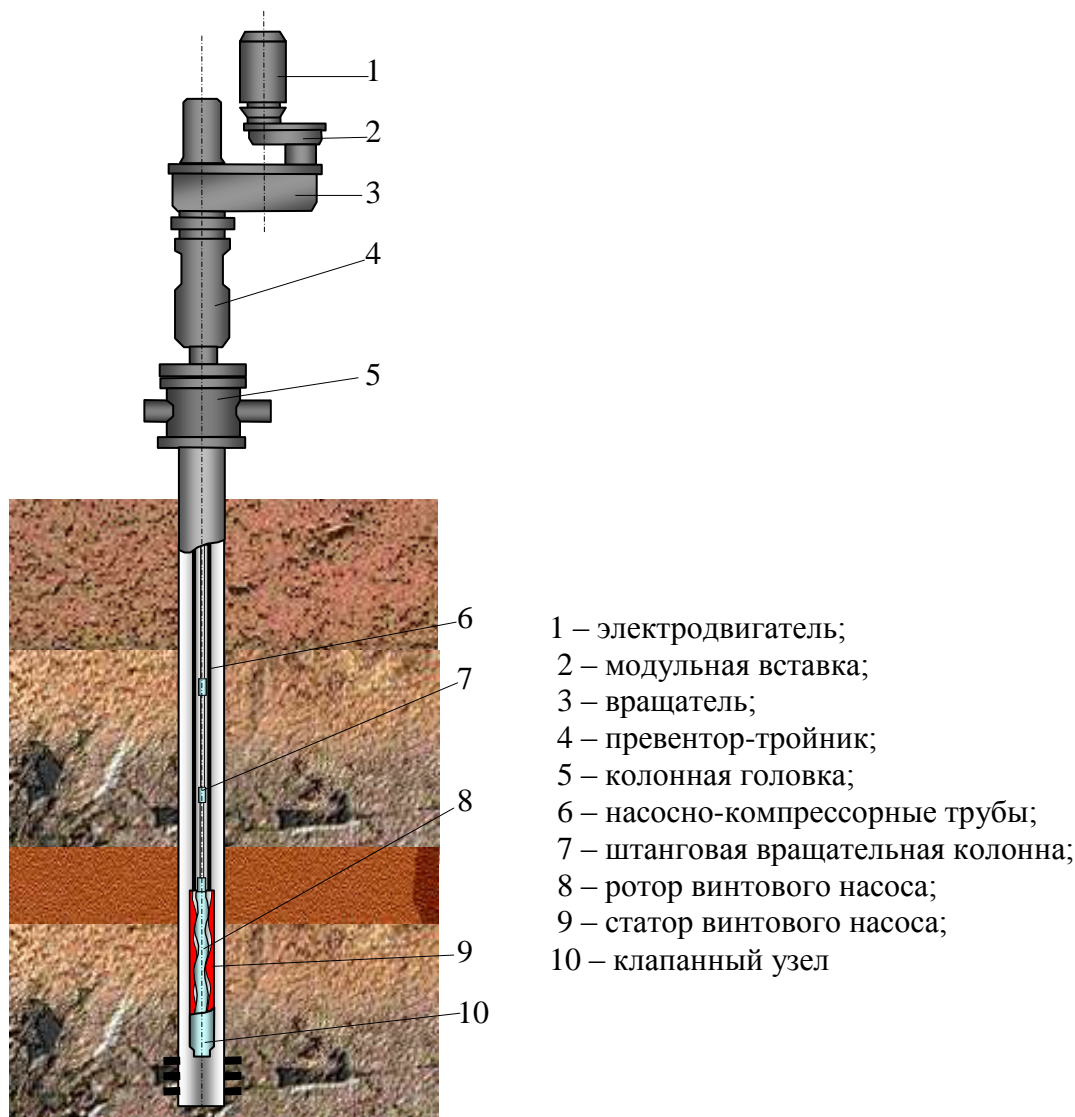


Рис. 5.15. Принципиальная схема УЭВН СН

Основным элементом погружного винтового насоса (ПВН) является червячный винт (ротор), вращающийся в резинометаллической обойме специального профиля (статор). В пределах каждого шага винта между ним и резиновой обоймой образуются полости, заполненные жидкостью и перемещающиеся вдоль оси винта.

ПВН – несложное техническое устройство с небольшим числом деталей. Имеет высокую надежность и достаточно большой межремонтный период. Наиболее слабым местом в винтовых насосах является резиновая обойма, которая при недостатке смазки быстро выходит из строя. Винтовые насосы на вязкой жидкости работают лучше, чем на обводненной продукции скважин. Глубина подвески ПВН и параметры его работы определяются так же, как для ЭЦН.

Перспективный привод для ПВН

УЭВН с нижним приводом (тихоходный ПЭД) предназначены для эксплуатации глубоких скважин и скважин средней глубины с резким искривлением ствола, эксплуатации горизонтальных скважин [14].

Применение погружной установки на основе винтового насоса с нижним приводом:

- позволяет добывать тяжелые нефти, в том числе из малодебитных скважин;
- минимизирует затраты на монтаж (отсутствие конструкций под наземный привод, отсутствие штанг, центраторов, редуктора);
- минимизирует обслуживание при эксплуатации.

Принцип действия полостного насоса

По принципу действия винтовой насос является объемным. Ротор и его обойма (статор) образуют по всей длине ряд последовательных замкнутых полостей (гребень спирали винта по всей длине находится в непрерывном контакте с обоймой).

По способу сообщения энергии жидкости винтовой насос является ротационным. При вращении полости передвигаются от приема насоса к его выходу. В объемном насосе рабочий процесс основан на вытеснении жидкости из рабочей камеры, герметично отделенной от полости всасывания и нагнетания. Обеспечение режима жидкостного трения между ротором и статором является необходимым и достаточным условием надежности работы насоса.

Ротор вращается в статоре эксцентрично (рис. 5.16), движение включает две составляющие:

- вращение ротора вокруг собственной оси;
- вращение ротора вокруг оси статора.

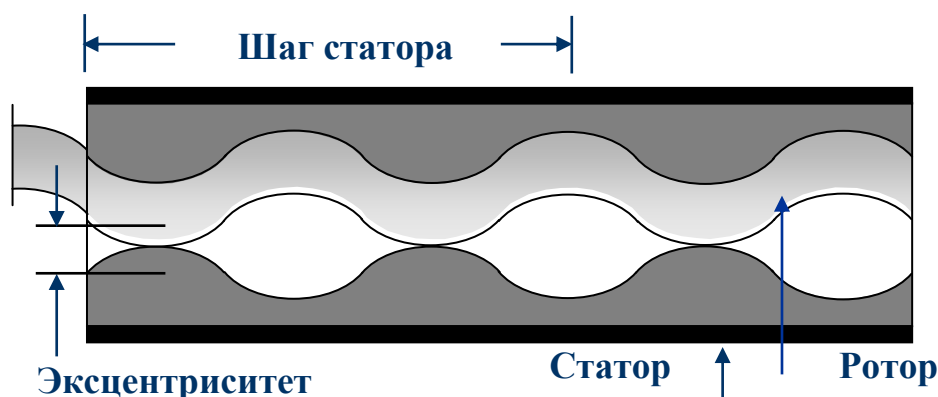


Рис. 5.16. Кинематическая схема движения винта в обойме статора

Расход (подача) насоса является функцией диаметра ротора, эксцентриситета, длины шага насоса и частоты вращения. При вращении ротора рабочие камеры «перемещаются» с одного конца на другой. Каждый полный оборот ротора приводит к перекачиванию объема флюида двух камер. Создаваемое насосом давление (напор) определяется количеством шагов статора.

Осложнения при эксплуатации УЭВН

Наиболее слабым местом в винтовых насосах является обойма из эластомера, которая при недостатке смазки выходит из строя. Обычные причины разрыва обоймы следующие:

- избыточное давление;
- откачивание флюида с высоким содержанием твердой фазы (истирание);
- несовместимость материалов (агрессивное воздействие химических веществ);
- высокий расход газа через насос (нагревание и разбухание).

Тип разрыва – высокое давление. Нештатное закрытие клапанов выкидной линии скважины может привести к созданию избыточного давления в полостях, последующей закупорке насоса и разрыву эластомера.

Тип разрыва – истирание. Высокое содержание и абразивность твердой фазы флюида, высокая частота вращения насоса, неправильно подобранный тип эластомера приводят к образованию шероховатостей, повышенному износу и разрыву статора (обычно по меньшему диаметру).

Тип разрыва – агрессивное воздействие химических веществ. Воздействие легких фракций углеводородов и ароматических соединений, несовместимых с эластомером, приводит к увеличению объема (разбуханию) эластомера и размягчению его поверхности. В результате происходит снижение КПД насоса и увеличение величины крутящего момента, необходимого для его вращения.

Тип разрыва – повышенная температура. Это приводит к повышению скорости окисления, снижению прочности на растяжение и увеличению жесткости эластомера. Поверхность эластомера становится хрупкой, с множеством трещин.

Преимущества способа эксплуатации скважин с применением УЭВН:

- относительная простота конструкции рабочих органов;
- гибкость в использовании и надежность при правильном применении;

- экономное расходование электроэнергии;
- высокий объемный КПД;
- отсутствие эффекта эмульгирования флюида.

Недостатки способа эксплуатации скважин с применением УЭВН:

- ограничение по глубине скважин;
- ограничения производительности;
- ограниченный диапазон рабочих температур (до 120 °С);
- снижение эффективности эксплуатации на обводненной продукции;
- несовместимость эластомеров с определенными жидкостями и газами, включая:
 - ароматические углеводороды (до 12 %);
 - H₂S (до 6 %),
 - CO₂ (до 30 %).

5.8. Эксплуатация газовых скважин

Существенное отличие физических свойств газа от физических свойств нефти выражается в его невысокой плотности, высокой упругости, значительно меньшей вязкости. Газ в продуктивном пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивающей его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям газовых скважин. Это определяет специфику разработки газовых и газоконденсатных месторождений, заключающуюся в том, что газ добывают, в основном, фонтанным способом. Как и при фонтанном способе добычи нефти, газ поступает к устью скважины по колонне фонтанных труб. При этом сложная и протяженная система газоснабжения от залежи до потребления полностью герметична и представляет собой единое целое.

Газовые и газоконденсатные скважины бурятся для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность Земли. Таким образом, они предназначены:

- для движения газа из пласта в поверхностные установки промысла;
- разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов;
- предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях:

- давление газа в скважинах достигает до 100 МПа;
- температура газа достигает 250 °С;
- горное давление за колоннами на большой глубине превышает 250 МПа.

Кроме того, в процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура и состав газа, движущегося в скважине. При таких условиях эксплуатации скважин большое внимание должно уделяться надежности, долговечности и безопасности работы, предотвращению открытых газовых фонтанов. Условиям надежности, долговечности и безопасности работы должны удовлетворять как конструкция газовой скважины, так и оборудование ее ствола и забоя. Оборудование устья и забоя газовых скважин, а также конструкция газовой скважины практически аналогичны нефтяным скважинам.

Конструкция скважины

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем, поднимаемым за трубами на определенную высоту [21].

Подземное оборудование ствола газовой скважины устроено таким образом, что позволяет осуществлять:

- защиту скважины от открытого фонтанирования;
- освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью;
- воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока газа к скважине;
- эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме;
- замену колонны насосно-компрессорных (фонтанных) труб без задавки скважины жидкостью.

Для надежной эксплуатации газовых скважин используется следующее основное подземное оборудование (рис. 5.17).

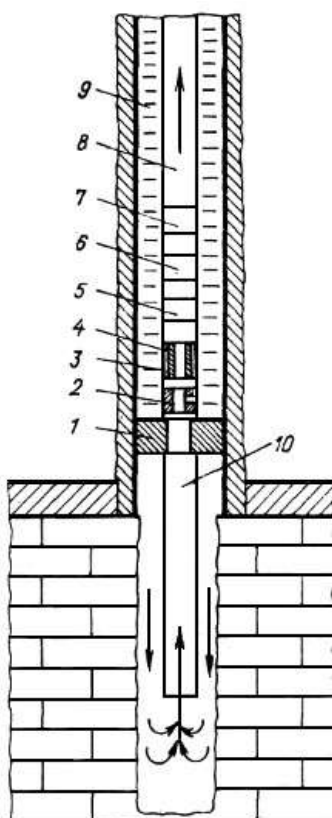
Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата. Это зависит во многом от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов одной скважиной.

На устье каждой скважины устанавливается фонтанная арматура, которая обеспечивает:

- подвеску фонтанных труб и герметизацию устья скважины;

- осуществление контроля и регулировки режимов работы скважины;
- проведение исследовательских и ремонтных работ.

При этом сложная и протяженная система газоснабжения от залежи до потребления полностью герметична и представляет собой единое целое.



1. Разобщитель (пакер);
2. Циркуляционный клапан;
3. Ниппель;
4. Устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины (забойный клапан-отсекатель с уравнильным клапаном, переводник и замок);
5. Разъединитель колонны НКТ;
6. Ингибиторный клапан;
7. Клапан аварийный, срезной;
8. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ);
9. Жидкий ингибитор коррозии и гидратообразования;
10. Хвостовик

Рис. 5.17. Оборудование газовой скважины

Технологические режимы эксплуатации газовых скважин

Технологическим режимом эксплуатации газовых скважин называется рассчитанное изменение во времени дебита, давления, температуры и состава газа на устье скважины при принятом условии отбора газа на забое скважины [21].

Технологический режим эксплуатации скважин зависит от типа газовой залежи (пластовая, массивная), начального пластового давления и температуры, состава пластового газа, прочности пород газомещающего коллектора и других факторов. Он устанавливается по данным режимных исследований скважин с использованием специального подземного и наземного оборудования (поверхностные породоуловители, измерители интенсивности коррозии) и приборов (нейтронный, акустический, плотностный каротаж; шумомеры, глубинные дебитомеры, измерители давления и температуры).

В практике эксплуатации газовых скважин на различных месторождениях газ отбирают при следующих условиях на забое скважин:

- режим постоянного градиента давления на забое скважины характерен для условий эксплуатации залежи, приуроченной к относительно неплотным породам, способным разрушаться при достаточно больших отборах газа из скважины. Во избежание этого скважину следует эксплуатировать при градиенте давления на забое менее допустимого значения, ограниченного величиной устойчивости пород к разрушению;
- режим постоянной депрессии на пласт устанавливается при различных факторах: близость подошвенной и контурной воды, деформация коллектора при значительных депрессиях, смятие колонны, возможность образования гидратов в пласте и стволе скважины и др. Пределы, ограничивающие величину депрессии, являются переменной величиной в процессе разработки;
- режим постоянного забойного давления устанавливается при отсутствии опасности прорыва подошвенных и контурных вод, разрушения пласта, превышения допустимой величины скорости потока;
- режим постоянной скорости фильтрации на забое применяют в том случае, если имеется опасность разрушения несцементированного коллектора, а также в случае значительного выноса с забоя и призабойной зоны глинистого раствора и твердых частиц;
- режим постоянного градиента давления по оси скважины применяется в крепких коллекторах при наличии подошвенной воды;
- режим постоянной скорости газа на устье. Условием отбора газа будет максимально допустимая скорость газа в верхнем поперечном сечении колонны НКТ, при которой линейная скорость коррозии имеет допустимое значение.

Осложнения при эксплуатации газовых скважин

Пескопроявление продуктивного пласта. При этом на забое скважины образуются малопроницаемые для газа песчаные пробки, существенно снижающие дебит скважин. Основные задачи, решаемые при эксплуатации газовых скважин с пескопроявлением на забое:

- предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин;
- выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, к устью скважины.

Если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о защите призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины. В последнем случае для защиты забоя скважины от попадания песка устанавливают различные фильтры: с круглыми отверстиями, щелевые и проволочные. Применяют также закрепление слабых пород призабойной зоны пласта для предотвращения их разрушения и засорения забоя скважины. Для этого в скважину закачивают водные суспензии различных смол (фенольно-формальдегидных, карбамидных и др.). При этом в пласте смола отделяется от воды и цементирует частицы песка, а вода заполняет капиллярные каналы и удаляется из них при освоении скважин. Для удаления песчаных пробок применяют также промывку скважин.

Обводнение призабойной зоны приводит к таким отрицательным последствиям, как снижение дебита скважины, сильное обводнение газа, а значит, и большой объем его сепарации на промыслах для отделения воды, опасность образования большого объема кристаллогидратов и др. В связи с этим, необходимо постоянное удаление воды из призабойной зоны скважины. Применяют периодическое и непрерывное удаление влаги из скважины. К периодическим методам удаления влаги относят: остановку скважины (периодическую) для обратного поглощения жидкости пластом; продувку скважины в атмосферу или через сифонные трубки; вспенивание жидкости в скважине за счет введения в скважину пенообразующих веществ (пенообразователей). К непрерывным методам удаления влаги из скважины относят:

- эксплуатацию скважин при скоростях выходящего газа, обеспечивающих вынос воды с забоя;
- непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы;
- применение плунжерного лифта;
- откачку жидкости скважинными насосами;
- непрерывное вспенивание жидкости в скважине.

Выбор метода удаления влаги зависит от многих факторов. При малых дебитах газа из скважины достаточно применение одного из периодических методов удаления влаги, а при больших дебитах – одного из непрерывных методов. Широко применяется относительно недорогой и достаточно эффективный метод введения в скважину веществ – пенообразователей. В качестве пенообразователей используют поверхностно-активные вещества (ПАВ) – сильные пенообразователи – суль-

фанол, синтетические моющие и др. Вспененная жидкость имеет значительно меньшую плотность и легко выносится на поверхность с потоком газа.

Агрессивное действие сероводорода и углекислого газа. Для защиты труб и оборудования от коррозии разработаны различные методы:

- ингибирование с помощью веществ ингибиторов коррозии;
- применение для оборудования легированных коррозионностойких сталей и сплавов;
- применение коррозионностойких неметаллических и металлических покрытий,
- использование электрохимических методов защиты от коррозии: использование специальных технологических режимов эксплуатации оборудования.

Гидратообразование. Пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах. При определенных условиях каждая молекула углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6–17 молекул воды. Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами. По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед. Это устойчивые соединения, при нагревании или понижении давления, быстро разлагающиеся на газ и воду. Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. Борьба с гидратами, как и с любыми отложениями, ведется, в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования. Если безгидратный режим не возможен, то применяются ингибиторы гидратообразования: метиловый спирт CH_3OH (метанол), хлористый кальций, гликоли.

5.9. Эксплуатация систем поддержания пластового давления

Поддержание пластового давления (ППД) заводнением требует использования больших объемов качественной воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к изысканию надежного и водообильного источника, обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки. Источниками воды для закачки в пласт могут быть:

- открытые водоемы (реки, озера, водохранилища);
- грунтовые подрусловые и артезианские воды;
- глубинные воды нижних и верхних водоносных горизонтов;
- сточные воды.

Качество воды оценивают количественным содержанием:

- механических примесей;
- нефтепродуктов;
- железа и его соединений;
- сероводорода (H_2S), способствующего коррозии водоводов и оборудования;
- микроорганизмов;
- минеральных солей.

Система водоснабжения ППД

Основное назначение системы водоснабжения при поддержании пластового давления:

- добыть нужное количество воды, пригодной для закачки в пласт,
- распределить ее между нагнетательными скважинами,
- закачать в пласт.

Конкретный выбор системы водоснабжения зависит от того, на какой стадии разработки находится данное месторождение.

Подготовка вод наземных источников. Основной целью подготовки воды является достижение необходимых эксплуатационных свойств (способность к нефтевытеснению, вязкость, способность обеспечивать заданный коэффициент охвата пласта) и удаление компонентов, вызывающих снижение коэффициента приемистости, ухудшение качества нефти, негативное воздействие на пласт. В зависимости от требований к закачиваемой воде, а также экологических и технико-экономических условий воды наземных источников подготавливаются двумя способами – с подрусловым и с открытым отбором воды.

При открытом отборе из наземного источника непосредственно в водоеме сооружается подводный колодец, в который помещается приемная сетка насоса первого подъема, который перекачивает освобожденную от грубых механических примесей воду на установку очистки.

Подрусловый способ подготовки осуществляется по двум схемам: с вакуумным и с насосным отбором. При вакуумном (сифонном) водоотборе в непосредственной близости от водоема сооружается подрусловая скважина, в которую через грунтовую подушку фильтруется вода наземного источника. Подрусловые скважины глубиной до 20 м сооружаются на удалении 70–90 м от берега водоема и в 150–200 м друг от друга.

Схема подготовки подрусловых вод с насосным отбором используется при их низком стоянии (ниже 8 м). В этом случае, каждая подрусловая скважина оснащается центробежным насосом с вынесенным на поверхность электроприводом. Эти насосы создают систему первого подъема.

Подготовка сточных пластовых вод. Сточные воды, используемые для поддержания пластового давления состоят на 85 – 90 % из добытой пластовой воды. В нефтедобывающей промышленности применяются как специально разработанные методы подготовки сточных пластовых вод, так и заимствованные из смежных отраслей, применяющих крупнотоннажные системы очистки воды. Вода на водоочистной установке подвергается тем или иным операциям по очистке (коагуляция, фильтрация, обезжелезивание, смягчение, хлорирование, стабилизация). Для получения надлежащих качеств воды в ряде случаев требуется проведение двух-трех процессов.

Наиболее часто применяют следующие методы:

- отстаивание воды;
- фильтрование воды через пористые или иные среды;
- флотация;
- центробежное разделение;
- диспергирование;
- удаление примесей поглотителями;
- озонирование.

В качестве технических средств для отстаивания воды используют резервуары-отстойники, нефтеловушки, пескоотделители и пруды-отстойники.

Насосные станции и установки для закачки воды

Кустовые насосные станции высокого давления (КНС). предназначены для повышения давления подготовленной воды до необходимой величины и закачки ее по водоводам высокого давления в нагнетательные скважины. К насосным станциям подключается до нескольких десятков нагнетательных скважин. Количество нагнетательных скважин, приходящихся на одну КНС, различно и зависит не только от их взаиморасположения по отношению к КНС, но и от приемистости конкретной скважины данного куста. Кустовые насосные станции оборудуются центробежными насосами, специально разработанными для систем ППД – насосы ЦНС [14].

Наибольшее развитие получили кустовые насосные станции блочного исполнения (БНКС). Основные особенности блочного построения конструкции КНС:

- малые габариты блока;
- возможность быстрой трансформации, а также перемещения блока на новое место;
- уменьшение затрат на подготовку площадки под монтаж блока;

- использование широкого спектра насосных агрегатов, комплектующих блок;
- возможность проведения регламентных работ, а также монтажно-демонтажных операций без привлечения дополнительной грузоподъемной техники;
- всепогодное, исполнение блока;
- возможность включения блока в систему автоматического управления технологическим процессом поддержания пластового давления (АСУ ТП ППД).

В состав БКНС входят:

- насосные блоки на основе центробежных многоступенчатых секционных насосов (ЦНС);
- напорные трубопроводы;
- блок напорной гребенки (БГ), предназначенный для учета и распределения поступающей от насоса воды;
- распределительный коллектор;
- коллектор обратной промывки;
- пункт управления;
- расходомер с сужающим устройством;
- запорный вентиль,
- вентилятор,
- площадка для обслуживания,
- электропечь.

БКНС могут работать при температурах до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$, а внутренний обогрев осуществляется за счет тепловыделения от электродвигателей. Применение БКНС оправдано только при заводнении больших продуктивных площадей, когда один насос обслуживает 10–15 нагнетательных скважин, расположенных на значительных расстояниях друг от друга.

Заводнение малопродуктивных нефтяных пластов, а также небольших месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами требует применения дискретной закачки воды и соответственно применения энергосберегающего оборудования. Малогабаритные БКНС предназначены для точечной закачки воды в определенные скважины какого-либо куста с требуемым объемом и давлением, обусловленными их приемистостью. Широко применяются малогабаритные БКНС на основе центробежных горизонтальных центробежных насосов серии УЦГН габаритных групп 5, 5А, 6 с подачей $25\text{--}130\text{ м}^3/\text{сут}$ и напором $550\text{--}1800\text{ м}$ [18].

В комплект малогабаритной БКНС входят:

- насосный агрегат;

- станция управления;
- система контрольно-измерительных приборов;
- изотермический бокс;
- блок напорной гребенки;
- распределительный коллектор;
- напорные трубопроводы.

Для дискретной закачки воды и химических реагентов в нефтяные пласты и поддержания внутрислоевого давления применяются также малогабаритные блочные КНС с установками ППД на основе плунжерных насосов высокого давления [22]:

Индивидуальные погружные установки предназначены для нагнетания воды в пласт практически в любом месте. В условиях удаленного расположения скважин от коммуникаций и других систем ППД принцип индивидуального расположения системы ППД в отдельных скважинах является наиболее оптимальным [18].

Применяются:

- Индивидуальные установки с нижним приводом (погружным двигателем). Конструктивно они выполнены по перевернутой схеме относительно традиционного УЭЦН. Поток жидкости направляется сверху вниз, обеспечивая закачку воды в пласт.
- Индивидуальные установки с верхним приводом. Применяются обычные промышленные асинхронные электродвигатели различной мощности, что намного облегчает их ремонт и обслуживание. Установка монтируется в любую выбранную скважину на ее устье на специальной раме.

Оборудование нагнетательных скважин

Устье нагнетательной скважины оборудуется стандартной арматурой, рассчитанной на максимальное ожидаемое при закачке технологических жидкостей давление [14]. Арматура должна обеспечивать герметичность скважины, подвеску насосно-компрессорных труб, процессы восстановления приемистости, измерение давления и приемистости скважины. Вода от кустовой насосной станции подается через тройник устьевого арматуры в НКТ. Выбор параметров НКТ нагнетательных скважин осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке воды. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину воды регулируется задвижкой или регулятором расхода, рассчитанным на автоматическое регулирование расхода в пределах от 50 до 1600 м³/сут при рабочем давлении до 21 МПа.

5.10. Эксплуатация систем воздействия на призабойную зону скважин

Гидравлический разрыва пласта (ГРП)

Призабойная зона скважин (ПЗС) – это часть нефтяного коллектора в непосредственной близости от перфорированного забоя скважины, где в процессе притока жидкости происходит наибольшее изменение давления. Эта зона наиболее всего подвержена процессам засорения коллектора, которое в значительной степени определяет продуктивность скважины в процессе добычи (скин-эффект).

Естественные коллекторские свойства пласта характеризуются нулевым скин-фактором. При загрязнении ПЗС по различным причинам скин-фактор имеет положительное значение. После проведения специальных работ (ГРП) он может достичь отрицательных значений.

Обработка (стимуляция) призабойной зоны пласта – это комплекс мероприятий, необходимый для восстановления или улучшения коллекторских свойств ПЗС [13].

Процесс ГРП заключается в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путем создания повышенных давлений рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину. Технологическая жидкость закачивается в скважину под таким давлением и с таким расходом, которые достаточны для разрыва породы и создания по обе стороны ствола противоположно направленных трещин протяженностью до 30 м и более. Для удержания трещины в раскрытом состоянии при прекращении закачки и снижении давления, она набивается переносимыми рабочей жидкостью частицами песка или проппанта.

Увеличение продуктивности скважины происходит за счет [23]:

- создания новой площади фильтрации, значительно большей поверхности ствола скважины;
- очищения каналов перфорации во время движения жидкости с песком или проппантом с большой линейной скоростью;
- вовлечения в разработку всех пропластков, которые пересекает вертикальная трещина в тонкослойном разрезе скважины;
- уменьшения дополнительных сопротивлений и других отрицательных эффектов, обусловленных турбулизацией потока в высокодебитных газовых скважинах;
- развития закрепленной трещины по вертикали за пределами основного пласта так, что она пересекает соседние пласты и вовлекает их в разработку.

Приближенная оценка гидродинамической эффективности ГРП. Трещины обладают по сравнению с пористой средой коллекторов высокой проводимостью. На этом основании можно предположить, что проницаемость ПЗС в радиусе трещины r_T после разрыва стала бесконечно большой и вся притекающая к скважине жидкость на расстоянии r_T попадает в трещину и далее без сопротивления движется по ней до стенки скважины. Это соответствует радиальному притоку жидкости к скважине с радиусом, равным радиусу трещины (эффективный радиус скважины):

$$q_T = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_3)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (5.11)$$

Сравнение с формулой Дюпюи, описывающей радиальный приток жидкости к необработанной ГРП скважине позволяет сделать приближенную оценку эффективности ГРП (кратность увеличения дебита после ГРП):

$$\varphi = \frac{q_T}{q_0} = \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right) / \left(\ln \frac{R_k}{r_T} \right). \quad (5.12)$$

Более объективными критериями оценки эффективности операции ГРП являются: продолжительность эффекта и увеличение продуктивности скважины после образования трещины.

При проведении операции ГРП используется [14]:

- комплект оборудования для управления процессом приготовления рабочей жидкости;
- комплект оборудования для управления процессом закачки жидкости;
- системы автоматического мониторинга и регистрации параметров закачки.

Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин

Работы по выравниванию профиля приемистости (расхода вытесняющего агента) в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей с целью:

- увеличения охвата пласта заводнением по толщине;
- предотвращения прорыва воды по отдельным высокопроницаемым интервалам пласта;
- перераспределения объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом.

Для ограничения (отключения) воздействия вытесняющего агента на отдельные интервалы (зоны) по толщине пласта или пропластка проводят обработки с применением временно изолирующих материалов (суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие материалы на органической или неорганической основе). Во всех случаях должна быть предусмотрена возможность восстановления первичной приемистости разрабатываемого интервала пласта.

Обработки ПЗС

Методы воздействия на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока базируются на свойстве горных пород вступать во взаимодействие со многими химическими веществами, а также на свойстве некоторых химических веществ, влиять на поверхностные и молекулярно-капиллярные связи в поровом пространстве пород [23].

Наиболее распространенными методами химического воздействия на пласт являются:

- солянокислотная обработка пласта (хлористоводородной кислотой);
- глинокислотная обработка пласта (хлористоводородной и фтористоводородной кислотами);
- обработка пластов угольной, сульфаминовой, серной кислотами;
- обработка пластов растворами ПАВ;
- обработка ингибиторами гидратообразования.

Методы химического влияния на пласт дают возможность:

- очистить и расширить каналы для движения флюида из пласта к скважине;
- образовывать новые каналы за счет растворения минералов, которые входят в состав породы;
- изменять фазовую проницаемость пласта.

Механизм воздействия заключается в том, что кислота, попадая в пласт, растворяет карбонатный скелет или цемент породы и увеличивает ее проницаемость. Эффективность метода зависит от глубины проникновения кислоты в пласт и от ее концентрации. Для пластов с очень низкой проницаемостью при высоком содержании доломитов в пласт закачивают нагретую кислоту (термокислотная обработка). Эффект кислотной обработки непродолжителен.

Метод непригоден для пород с повышенным содержанием глинистого материала (глинистые частицы разбухают под действием кислоты). В этом случае в раствор соляной кислоты добавляют до 3% плавиковой кислоты, которая растворяет глинистые частицы.

Кислотная обработка применяется:

- в песчаниках для очистки порового пространства;
- в известняках – как для очистки порового пространства, так и для создания новых каналов и увеличения размеров имеющихся.

Для доставки кислоты с базы на скважины используют автоцистерны-кислотовозы.

Для кислотных и соляно-кислотных обработок призабойной зоны скважин применяются агрегаты АНЦ-32/50, способные транспортировать ингибированную кислоту и нагнетать жидкие среды в скважины. Агрегат способен работать в умеренной и холодной макроклиматических зонах.

Паротепловая обработка ПЗС

Проводится с применением промышленной паровой передвижной установки (ППУА). Она предназначена для прогрева и депарафинизации нефтяных скважин, подземного и наземного оборудования, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования. Представляет собой автономную передвижную котельную для выработки пара в полевых условиях.

Оборудование установки, включающее паровой котел, цистерну, топливный бак, топливный и водяной насосы, вентилятор, электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, обвязочные трубопроводы и трансмиссию, размещено на монтажной раме автомобиля и закрыто металлическим кузовом. Привод оборудования установки осуществляется от тягового двигателя автомобиля через трансмиссию. Паровой котел вертикальный, цилиндрический, прямоточный с нижним расположением горелочного устройства. Поверхность нагрева выполнена в виде двух змеевиков – наружного и внутреннего.

5.11. Эксплуатация систем сбора и подготовки нефти, газа и воды

Общая характеристика систем сбора и подготовки нефти, газа и воды

Продукция нефтяных и газовых скважин представляет смесь нефти, газа, минерализованной воды, механических смесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Она должна быть собрана из рассредоточенных на большой территории скважин и обработана как сырье для получения товарной продукции: товарной нефти; нефтяного газа; пластовой и сточной воды, которую можно снова возвращать в пласт. Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод под-

вергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.

Сбор и подготовка нефти составляют единую систему процессов и представляют сложный комплекс:

- трубопроводов;
- блочного автоматизированного оборудования;
- аппаратов, технологически связанных между собой.

Такая система должна обеспечивать:

- предотвращение потерь нефтяного газа и легких фракций нефти от испарения на всем пути движения и с самого начала разработки;
- отсутствие загрязнения окружающей среды, из-за разливов нефти и воды;
- надежность работы каждого звена и системы в целом;
- высокие технико-экономические показатели работы.

В настоящее время обустройство нефтяных месторождений осуществляется с применением напорных герметизированных систем сбора и подготовки продукции скважин. Основными элементами систем сбора и подготовки являются [24]:

- добывающие скважины,
- автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ),
- дожимные насосные станции (ДНС),
- сепарационные установки с насосной откачкой или установки предварительного сброса воды (УПСВ),
- центральный пункт сбора и подготовки нефти и воды (ЦППН).

Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов. От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей.

С АГЗУ жидкость поступает на дожимные насосные станции (ДНС) или установки предварительного сброса воды (УПСВ). На ДНС осуществляется первая ступень сепарации, газ отводится по отдельному коллектору потребителю или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Частично дегазированная жидкость подается центробежными насосами (ЦНС) на УПСВ или центральный пункт сбора и подготовки нефти и воды (ЦППН).

На УПСВ жидкость проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации в жидкость подается реагент – деэмульгатор. Газ с обеих ступеней сепарации подается на узел

осушки газа, а затем потребителю или на ГПЗ. Жидкость со второй ступени сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей ее на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в пласт. На БКНС производится подготовка, учет и закачка воды по направлениям на водораспределительные батареи (ВРБ). С ВРБ вода подается на нагнетательные скважины.

После ДНС или УПСВ нефть поступает на подготовку. Технологические процессы подготовки нефти проводятся на установке подготовки нефти (УПН) или ЦППН, и включают в себя следующие процессы:

- сепарация (1, 2 ступень) и разделение фаз;
- обезвоживание продукции;
- обессоливание;
- стабилизация нефти.

На УПН (ЦППН) жидкость поступает на узел сепарации. После сепарации жидкость направляется в печи для подогрева эмульсии с реагентом. Нагревается до 50°С и поступает в отстойники, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду. Вода сбрасывается в очистные резервуары, где происходит гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, и далее направляется на БКНС. Нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где происходит дальнейшее отделение нефти от воды.

Нефть с содержанием воды > 10 % с установок предварительного сброса воды насосами ЦНС подается на установки подготовки нефти УПН (ЦППН) в печи-нагреватели. В поток нефти, на прием насосов подается дозируемый расход реагента (деэмульгатора) в количестве > 20 г/т. Нагрев в печах производится до 45–50 °С, после чего нефть поступает в электродегидраторы, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти. Нефть, с содержанием воды до 1 % и температурой 44–49 °С поступает в сепараторы горячей сепарации для дальнейшего разгазирования (стабилизации). Далее нефть следует в товарные резервуары (резервуар вертикальный стальной – РВС). Нефтяные резервуары представляют собой емкости, предназначенные для накопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти. Товарная нефть проходит проверку качества с помощью лабораторных методов и подается насосами ЦНС через узел учета нефти (УУН) на центральный товарный парк (ЦТП) или в магистральный нефтепровод. С ЦТП нефть подается для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ).

Подготовка нефти, воды и газа

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти колеблется от практически безводной до 98–99 %. При движении нефти и воды по стволу скважины и трубопроводам происходит их взаимное перемешивание. В результате образуются эмульсии.

Кроме высоко минерализованной воды в нефти во взвешенном состоянии могут содержаться кристаллики солей. Добываемую нефть необходимо освободить от воды, солей и механических примесей как можно раньше, с момента образования эмульсии, не допуская ее старения. Основная масса солей удаляется вместе с водой в процессе обезвоживания. Однако для предотвращения коррозии оборудования и образования солевых отложений необходимо ее глубокое обессоливание. Для этого в нефть подается пресная вода, в результате чего образуется искусственная эмульсия, которая затем подвергается разрушению.

Для обезвоживания и обессоливания нефти применяют установки подготовки нефти (УПН). Кроме того, на этих установках проводятся мероприятия по снижению способности нефти к испарению с целью уменьшения потерь легких углеводородов, т. е. осуществляется стабилизация нефти [25].

Основными способами обезвоживания и обессоливания являются:

- холодный отстой,
- термохимическое и электрическое обезвоживание и обессоливание.

Холодный отстой заключается в том, что в нефть вводят деэмульгатор и в результате отстоя в сырьевых резервуарах из нефти выпадает свободная вода.

Термохимическое обезвоживание и обессоливание основано на нагреве эмульсии и химическом воздействии на нее деэмульгаторов. При нагреве эмульсии ее вязкость снижается, что облегчает отделение воды.

Обводненная (сырая) нефть поступает в сырьевой резервуар, откуда насосом перекачивается в теплообменник. Здесь она подогревается до температуры 40–60 °С и далее поступает в паровой подогреватель, где подогревается паром до 70–100 °С. Дозировочный насос непрерывно из емкости подкачивает деэмульгатор через смеситель в эмульсию. Обработанная деэмульгатором и подогретая эмульсия направляется в отстойник, где вода отделяется и отводится от нефти. Из отстойника обезвоженная и нагретая нефть через теплообменники и холодильники поступает в товарные резервуары, а затем направляется на переработку по нефтепроводу.

В теплообменниках нагретая нефть отдает тепло холодной нефти, после чего дополнительно охлаждается в холодильниках. Термохимические установки эксплуатируются под атмосферным и избыточным давлением, а также с промывкой горячей водой.

Также применяются комбинированные аппараты, в которых совмещены процессы подогрева, регенерации тепла нефти и отстоя при ее обезвоживании и обессоливании.

Электрическое обезвоживание и обессоливание основано на появлении разноименных электрических зарядов на противоположных концах каждой капельки воды, а также на взаимном притяжении этих капелек и разрушении пленок нефти между ними в результате действия электрического поля.

На практике широко применяются установки, объединяющие термохимическое обезвоживание с электрическим [25, 26].

Сырая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса и через теплообменник и подогреватель направляется в отстойники термохимической части установки. Затем она под остаточным давлением поступает в электродегидратор. Перед подачей в электродегидратор в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода. В электродегидраторе происходит разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя. Обессоленная и обезвоженная нефть направляется в промежуточную емкость, а оттуда насосом через теплообменники в товарные резервуары. Вода из отстойников и электродегидраторов сбрасывается в виде сточных вод. Для более глубокого обезвоживания и обессоливания могут применяться несколько электродегидраторов.

Таким образом, основными технологическими аппаратами и оборудованием обезвоживания и обессоливания нефти являются теплообменники, подогреватели, отстойники, электродегидраторы, резервуары, насосы, сепараторы-деэмульгаторы.

При транспорте нефти в результате испарения возможны потери легких фракций углеводородов.

Процесс стабилизации заключается в том, что нефть подогревают до температуры 80–120 °С в специальной стабилизационной колонне и отделяют легкие фракции. Обычно такие установки размещают в районе товарных резервуарных парков или на нефтесборных пунктах после установок обезвоживания и обессоливания.

6. ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1. Понятие инфраструктуры

Нефтяная и газовая промышленность является в настоящее время важнейшими составляющими частями топливно-энергетического комплекса страны. Создание основных фондов для этих отраслей промышленности – это главная задача нефтегазового строительства.

Продукцией нефтегазового строительства являются законченные и подготовленные к вводу в эксплуатацию новые или реконструированные сооружения (трубопроводы, насосные станции, системы ППД, установки комплексной подготовки нефти и газа и др.), а также жилые и социально-культурно-бытовые здания и объекты. Все это объединяется общим понятием инфраструктуры. Это комплекс отраслей хозяйства (или инженерно-технических сооружений), обслуживающих и создающих условия для размещения и деятельности промышленного производства (или отдельных предприятий), а также для размещения и жизни населения.

Производственная инфраструктура

Она включает в себя отрасли, непосредственно обслуживающие материальное производство. Современные нефтегазодобывающие предприятия представляют собой сложные комплексы технологических объектов, рассредоточенных на больших площадях, размеры которых достигают десятки и сотни квадратных километров. Технологические объекты (скважины, групповые измерительные и сепарационные установки, сборные пункты, установки комплексной подготовки нефти и газа, резервуарные парки) связаны между собой через продуктивный пласт и поток продукции, циркулирующий по технологическим коммуникациям.

Социальная инфраструктура

Это отрасли, опосредовано связанные с процессом производства (жилые дома, сеть учреждений культуры, просвещения, медицинского обслуживания, предприятия торговли и общественного питания).

Экологическая инфраструктура

Это комплекс сооружений, предприятий, учреждений, сети и технологические системы, обеспечивающие условия сохранения среды жизни человека (среды окружающей человека). Она включает в себя со-

оружения, предприятия и учреждения, предупреждающие и ликвидирующие неблагоприятное влияние производства и жизнедеятельности людей на природу (система мониторинга, очистные сооружения, охрана лесов, плотины, дамбы, дренаж, коммунальное хозяйство, сфера обслуживания). Экологическая инфраструктура также включает в себя совокупность природных особо охраняемых территорий (заповедники, заказники, национальные и природные парки, зеленые зоны, парковые и защитные леса, памятники природы).

Информационная инфраструктура

Включает в себя развитую сеть информационных элементов. Постоянный рост масштабов и усложнение структуры нефтедобывающего комплекса вызывают непрерывно увеличивающийся информационный производственно-технический поток. Для эффективного управления требуется не только оперативный сбор, гибкость и достоверность информации, но и не менее оперативная ее переработка. Поэтому возникла острая необходимость в создании новейших информационных технологий, предлагающих развитые решения на основе автоматизированных систем контроля и управления технологическим процессом добычи нефти и газа. Такие системы предназначены:

- для дистанционного контроля и управления комплексом технологических объектов цеха добычи нефти и газа;
- сбора, хранения, обработки и выдачи технологической информации;
- поддержания заданного технологического режима добычи нефти и попутного газа, закачки воды продуктивные пласты.

6.2. Проектирование обустройства месторождений

Проект обустройства нефтяного (нефтегазового, газового) месторождения должен включать в себя [27]:

генеральный план обустройства месторождения;
данные по внешним инженерным сетям и дорогам;
технологический раздел;
архитектурно-строительный раздел.

Проектирование и строительство любого нефтепромыслового объекта выполняется на основе привязки к конкретному рельефу местности. Поэтому генеральный план обустройства месторождения является определяющим при утверждении всей проектной документации.

Основой создания комплекта документации по всем основным разделам проекта обустройства месторождения является технологическая часть [26]. Она включает в себя принципиальные технологические схе-

мы систем для сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды, а также размещение другого специфического нефтепромыслового оборудования. Выполнение технологического раздела проекта обустройства месторождения начинается с разработки принципиальных технологических схем комплексов по сбору, подготовке и транспорту нефти, газа и воды.

Архитектурно-строительный раздел включает в себя:

- проектирование фундаментов под крупногабаритное технологическое оборудование;
- проектирование зданий;
- проектирование инженерных сетей зданий и коммуникаций и др.

6.3. Технология и организация обустройства месторождения

Большинство крупных нефтяных и газовых месторождений находится в малоосвоенных районах, поэтому их обустройство начинается с освоения района в целом и развития инфраструктуры. В первоначальный период обустройства месторождения решаются вопросы:

- развития транспортной схемы (как внешней, так и внутрипромысловой);
- обеспечения строительства электроэнергией, водой;
- жизнеобеспечения коллектива строителей и т. д.

С освоением техники наклонного бурения скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений получило распространение строительство объектов основного производственного назначения в виде кустового их расположения.

Число скважин в кусте не должно превышать 24. Суммарный свободный дебит одного куста скважин должен приниматься не выше $4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (по нефти), а газовый фактор – не более $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В зависимости от способа эксплуатации скважин на кусте предусматриваются следующие технологические сооружения:

- приустьевые площадки добывающих и нагнетательных скважин;
- замерные установки;
- технологические трубопроводы;
- блоки для подачи реагентов;
- газораспределительные блоки (гребенки);
- площадки под ремонтный агрегат;
- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- фундаменты под станки-качалки;
- станции управления ЭЦН и ШГН;
- трансформаторные подстанции;

- площадки под инвентарные приемные мостки;
- емкость-сборник;
- блок закачки воды в нагнетательные скважины и блоки водораспределительных гребенок.

С приустьевыми сооружениями куст скважин занимает площадку 500x500 м.

Размещение сооружений на кусте скважин должно учитывать возможность применения третичных методов увеличения нефтеотдачи и перевода скважин на механизированную эксплуатацию. Трубопроводы на кусте скважин должны проектироваться в подземном варианте.

Объекты внутрипромыслового обустройства, размещенные на территории месторождения должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и внутрипромысловый транспорт продукции скважин до центрального пункта сбора (ЦПС), включая бескомпрессорный транспорт нефтяного первой ступени сепарации;
- замер продукции скважин;
- сепарацию нефтяного газа от нефти;
- учет суммарной добычи продукции скважин по цехам;
- использование концевых участков нефтесборных трубопроводов при подходе их к ЦПС и сепараторам для предварительной подготовки к разделению продукции скважин;
- предварительное обезвоживание нефти, осуществляемое по качеству сбрасываемой воды;
- подогрев продукции скважин при невозможности ее сбора и транспорта при обычных температурах.

Для отработки нагнетательных скважин на нефть (предусмотренной технологической схемой) необходимо предусматривать их подключение к замерным установкам.

При проектировании трубопроводов систем сбора и транспорта продукции скважин необходимо предусматривать сокращение тепловых потерь путем оптимального заглубления трубопроводов и применения эффективных теплоизоляционных материалов при наземной и надземной их прокладке. Такие трубопроводы по возможности должны проектироваться в одну нитку с соблюдением принципа коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями.

В связи с тем, что новые нефтяные и газовые месторождения, как правило, расположены в необжитых, неосвоенных районах со сложными природно-климатическими условиями, одновременно со строительством объектов основного производственного назначения должны быть

организованны работы по строительству объектов жизнеобеспечения как для эксплуатационного персонала, так и для строителей (объекты социальной инфраструктуры).

Таким образом, обустройство нефтяных и газовых месторождений является многопрофильным комплексом работ по созданию основных производственных фондов, энергетического, транспортного и жилищно-гражданского обеспечения.

7. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные:

- на обеспечение безопасности населенных пунктов;
- рациональное использование земель и вод;
- предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна;
- сохранение лесных массивов, заповедников, охранных зон.

7.1. Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства

По уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено следующими особенностями [28]:

Повышенная опасность продукции (нефти, газа, минерализованных и термальных вод) – пожаро- и взрывоопасность, химическая опасность.

Способность вызывать глубокие негативные преобразования природных объектов земной коры на больших глубинах (до 10000 – 12000 м). При снижении пластового давления происходит перераспределение нагрузки, снижается давление на стенки пор и, соответственно, повышаются напряжения в скелете породы пласта. Эти процессы достигают таких широких масштабов, что могут приводить к землетрясениям. Из-за ненадежного разобщения пластов за обсадной колонной могут происходить перетоки флюидов из высоконапорных пластов в низконапорные. В итоге резко ухудшается качество всей гидросферы.

Повышенная опасность объектов (трубопроводов с жидкостями и газами под высоким давлением, факелов, электролиний), применяемых материалов и химреагентов, оборудования, спецтехники.

Необходимость изъятия из сельскохозяйственного, лесохозяйственного или иного пользования соответствующих участков земли.

Основные виды негативного воздействия на земную поверхность, водную среду и атмосферный воздух нефтегазодобывающего комплекса на всех его производственно-технологических стадиях представлены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Производственно-технологические стадии	Природные объекты		
	Земная поверхность	Водная среда	Атмосферный воздух
Поиск и разведка	Нарушение и загрязнение почвенного и растительного покрова. Отчуждение земли под строительство буровых установок и размещение временных поселков. Снижение биопродуктивности экосистем.	Загрязнение поверхностных и подземных вод промышленной жидкостью. Засоление поверхностных водоемов при разливе рассолов вскрытых поисковыми и разведочными скважинами	Аварийные выбросы нефти и газа в процессе бурения и освоения скважин. Газопылевое загрязнение при строительстве дорог и промышленных площадок
Разработка и эксплуатация месторождений	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Загрязнение углеводородами, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин. Выделение отработанных газов транспортными средствами и двигателями буровых установок
Первичная переработка и транспортировка	Отвод земель под складирование отходов. Нарушение экологической обстановки при строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов	Утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок. Загрязнение поверхностных и подземных вод ГСМ, бытовыми и техническими отходами	Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливо-наливных операций

7.2. Загрязнение недр и окружающей среды при строительстве скважин

Применяемая ныне технология строительства скважин вызывает как техногенные нарушения на поверхности земли, так и изменения физико-химических условий на глубине при вскрытии пластов-коллекторов в процессе бурения.

В период проходки скважины негативное воздействие на почвенный слой, поверхностные и подземные воды оказывают буровые растворы.

В период испытания скважины преобладает углеводородное загрязнение, а на этапе демонтажа буровой установки происходит загрязнение территории за счет использованных технических материалов и не подлежащего восстановлению оборудования.

Природоохранные мероприятия, проводимые для предотвращения загрязнения недр и окружающей среды в период строительства скважин:

- рекультивация земель;
- захоронение отработанных буровых растворов с их предварительной нейтрализацией;
- применение заколонных пакеров;
- замена земляных амбаров металлическими или железобетонными емкостями.

7.3. Загрязнение окружающей среды при нефтегазовом строительстве

При нефтегазовом строительстве основной экологический ущерб наносится верхним приземным слоям литосферы (почвы, грунты, грунтовые воды, растительные и животные сообщества):

- уничтожение или нарушения разной степени почвенно-растительных покровов;
- возникновение пожаров;
- загрязнение и замутнение водоёмов, нарушение естественного стока, заводнение и подтопление территорий, ведущее к заболачиванию и водной эрозии;
- загрязнение почв и земель нефтепродуктами, строительными материалами и отходами, бытовыми стоками и твердыми отходами.

Основные источники загрязнения почв в нефтегазовом строительстве: нефтепродукты (ГСМ); промышленные и бытовые стоки, сбрасываемые на рельеф; отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

Основные источники загрязнения атмосферы в строительном комплексе: автотранспорт; предприятия стройиндустрии; котельные на жидком, твердом и газообразном топливе.

Экологический ущерб, наносимый окружающей среде в процессе строительства, не ограничивается загрязнением воздуха, воды, почв, уничтожением флоры и фауны. В ряде случаев рост нагрузок на грунты (статических, динамических, термодинамических) приводит к нежелательным явлениям – просадкам, оползням, заводнению, что угрожает устойчивости возводимого объекта и нарушает равновесие в геотехнической системе.

7.4. Загрязнение недр и окружающей среды при разработке и эксплуатации месторождений

Основными методами интенсификации добычи нефти является заводнение, обработка призабойных зон пласта, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин. Использование сточных вод с целью ППД позволяет уменьшить капитальные затраты на строительство водозаборных сооружений, сократить расходы на бурение поглощающих скважин, утилизировать все нефтепромысловые воды с целью охраны окружающей среды.

Основные источники, причины и виды загрязнения недр и окружающей среды при интенсификации добычи нефти:

- кустовые насосные станции ППД – аварии на трубопроводах, приводящие к разливу пластовой воды, ПАВ, кислот, щелочей, загрязнению почвы и гибели растительности;
- эксплуатационные нагнетательные скважины – утечка воды через обсадные колонны, вызывающая нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов.

Природоохранные мероприятия при интенсификации добычи нефти:

- герметизация промыслового оборудования;
- оборудование очистных сооружений для сточных вод;
- применение оборотного водоснабжения для повторного использования сточных вод.

Основные источники, причины и виды загрязнения окружающей среды при эксплуатации промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин:

- устья скважин – разлив нефти, пластовых и сточных вод из-за нарушений герметичности устьевого арматуры, а также при проведении работ по освоению скважин, капитальному и профилактическому ремонту;

- трубопроводная система сбора и транспорта добытой жидкости из пласта – неплотности в оборудовании, в промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводах;
- резервуарные парки и дожимные сборные пункты – разлив добытой жидкости при спуске из резервуаров сточных вод, загрязненных осадками парафино-смолистых отложений, при переливах нефти через верх резервуаров;
- земляные амбары, шламонакопители – осадки с резервуаров и очистных сооружений (отложения тяжелых фракций нефти, парафино-смолистых веществ, примесей, насыщенных нефтью, нефтепродуктами и химреагентами, а также твердых минеральных примесей).
- факельные установки – продукты сгорания некондиционных газов, образующихся при пуске, продувке оборудования или в процессе работы, дальнейшая переработка которых экономически нецелесообразна или невозможна.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин:

- использование напорной герметизированной системы сбора нефти и газа;
- применение однострубногo транспорта продукции нефтяных скважин, обезвоживание и обессоливание нефти;
- увеличение объемов утилизации и переработки нефтяного газа.

7.5. Охрана водной среды

По данным Госкомэкологии РФ, ежегодный сброс неочищенных сточных вод составляет почти 1/3 часть от общего сброса. На долю предприятий нефтегазового комплекса приходится приблизительно 10 % от общего сброса. Основная цель водоохранных мероприятий на предприятиях нефтегазового комплекса – минимизация вредного воздействия на водную среду путем эффективной очистки бытовых и производственных сточных вод. Водоочистные сооружения включают сбор, очистку сточных вод, контроль качества очистки и сброс очищенных вод. Циркуляция воды позволяет уменьшить количество воды, забираемой из внешнего источника; свести к минимуму объемы сбрасываемых стоков, то есть организовать экологически более совершенную систему.

Технологии и методы очистки сточных вод:

- механические методы с использованием гравитационных (отстаивание) и центробежных сил (разделение) для очистки сточных вод от загрязняющих веществ;

- физико-химические методы, основанные на процессах флотации и коагуляции (удаление из сточных вод загрязняющих веществ за счет прилипания частиц примесей к пузырькам воздуха и выносу вместе с ними);
- биологические методы с применением микроорганизмов-деструкторов (аэробных бактерий), способных «поедать» органические вещества, содержащиеся в сточных водах.

7.6. Охрана земельных ресурсов

На нефтяную промышленность приходится более 20 % земель, которые ежегодно выводятся из сельскохозяйственного оборота. При буровых работах проводится отвод земель площадью от 0,5 до 3,5 га на одну скважину в зависимости от целевого назначения, планируемой глубины проходки и типа буровой установки.

Комплекс мероприятий по защите земельных ресурсов от негативного воздействия техногенных факторов и возврату их в хозяйственное использование в период технологической стадии, связанной с разведкой полезных ископаемых включает в себя:

- регламентирование путей передвижения транспортных средств;
- внедрение новых способов перемещения буровых вышек;
- применение оборотного водоснабжения при проходке скважин;
- улучшение техники и технологии очистки сточных вод;
- складирование и захоронение отходов бурения.

В комплекс мероприятий по защите земельных ресурсов от негативного воздействия техногенных факторов и возврату их в хозяйственное использование при нефтегазовом строительстве и эксплуатации нефтяных месторождений входят:

- строительство объектов основного производственного назначения в виде кустового их расположения;
- увеличение коэффициента застройки промысловых площадей;
- применение однетрубной системы сбора и подготовки продукции скважин;
- прокладка трубопроводов на опорах и насыпных основаниях; проведение рекультивационных работ.

7.7. Контроль за загрязнением окружающей среды в зоне деятельности нефтегазодобывающих предприятий

В зоне производственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий, использующих при разработке и эксплуатации месторождений химические реагенты, достаточно широко применяются системы

контроля за состоянием источников пресной воды, почвы, загрязнением воздушного бассейна.

При контроле за состоянием источников пресной воды изучению подлежат как поверхностные, так и глубинные источники. Строится карта поверхности, совмещенная с картой расположения коммуникаций. Строится поверхностная карта водостоков, совмещенная с коммуникациями по транспорту нефти, газа, воды. Определяются контрольные пункты наблюдения. Строится карта распространения подземных вод и намечаются контрольные наблюдательные скважины. Отбор проб и их анализ на токсичность проводится по известным методикам отбора и исследования вод. Сопоставляя графики изменения отдельных параметров характеристики вод; определяют место, интенсивность и объемы загрязнения, по результатам которых проводятся организационно-технические мероприятия по ликвидации утечек – источников загрязнения.

Контроль за состоянием почвы проводится как визуально (исследуется изменение внешних характеристик, таких как цвет, плотность, наличие растительности), так и лабораторным методом (отбор проб почвы, измельчение, отмыв в пресной, отстой и химический анализ этой воды).

Загрязнение воздушного бассейна связано в основном, с выделением CO_2 , H_2S в местах подготовки нефти, сжигания газа или шлама в факелах. При выпадении осадков CO_2 , H_2S могут образовывать кислоты, которые конденсируются на поверхности. Для своевременного осуществления текущих организационно-технических мероприятий по предупреждению загрязнения воздушного бассейна, поверхности почвы и водоемов, ведутся наблюдения за изменением ветра, выпадением осадков. Для исследования проб применяются методы хроматографического анализа и экспресс-методы, основанные на использовании индикаторных материалов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: «Недра», 1977. – 287 с.
2. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: [Б. и.], 1983.
3. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1968. – 428 с.
4. Росляк А.Т. Физические свойства коллекторов и пластовых флюидов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 127 с.
5. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. – 311 с.
6. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1990. – 427 с.
7. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
8. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
9. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 / Миннефтепром. – М., 1996. – 105 с.
10. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Миннефтепром. – М., 1987.
11. Росляк А.Т. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебно-методическое пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
12. Квеско Б.Б. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – 143 с.
13. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов.- М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.- 816 с.
14. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
15. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. // Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983г. – 455с.
16. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа: М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.

17. «Условия работы электропогружных установок» Томск. «ТПУ» НК «ЮКОС» 2000. - 77с.
18. Каталог продукции ОАО «Алнас», ЗАО «Электон», ООО «Борец».
19. А.Н. Дроздов, Л.А. Демьянова «Теория, экспериментальные исследования и расчет струйных аппаратов при откачке газожидкостных смесей» М.: «РГУНиГ им. И.М. Губкина» 2000. – 183с.
20. А.Н. Дроздов «Применение погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти» Учебно-методическое пособие. – М.: «РГУНиГ им. И.М. Губкина». 2001. 59с.
21. Стрижов И. Н., Ходанович И. Е. Добыча газа. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003, 376 стр.
22. Терпунов В.А., Айрапетов С.А. Блочная кустовая насосная станция БКНС – 160х400/20 для дискретной закачки воды в пласт // Нефтяное хозяйство. –2004. – №7. – с. 78–80.
23. С.И. Иванов. «Интенсификация притока нефти и газа к скважинам». Учебное пособие. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2006г. 565с.
24. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 243 с.
25. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Изд-во «Наука» Академии наук Татарстана, 2000. – 395 с.
26. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
27. Нормы технологического проектирования систем обустройства нефтяных месторождений ВНТП–3–85.
28. Экология нефтегазового комплекса: Учебное пособие. В 2 т./Под общ. ред. А.И. Владимирова и В.В. Ремизова. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003 – Т.1. – 2003.

Учебное издание

РОСЛЯК Александр Тихонович
САНДУ Сергей Федорович

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Научный редактор
*доктор технических наук,
профессор А.Т. Росляк*


Корректурa XXXXXXXXX
Компьютерная верстка и дизайн обложки
О.Ю. Аршинова

Подписано к печати хх.хх.2013. Формат 60х84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 8,84. Уч.-изд. л. 8,00.
Заказ ххх-13. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru