

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебно-методического пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2013

УДК 622.276.5+622.297.5 (072.8)

Ю96

Рецензенты:

д-р техн. наук, академик РАЕН *Н.И. Крысин*
(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»);

доцент *В.Д. Гребнев*

(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)

Юшков, И.Р.

Ю96

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.

ISBN 978-5-398-00995-8

Приведены основные положения по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, по способам эксплуатации нефтяных и газовых скважин и системе сбора нефти и газа на промыслах. Показаны основные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Дана характеристика коллекторов нефти, газа, пластовых флюидов, экономических показателей разработки залежей нефти.

Предназначено для студентов очной и заочной форм обучения по направлению 131000 «Нефтегазовое дело» профилей подготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин» и «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти». Также может быть использовано студентами специальностей «Разработка месторождений полезных ископаемых», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Экономика и управление на предприятии нефтяной и газовой промышленности», изучающими курс «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.5+622.297.5 (072.8)

ISBN 978-5-398-00995-8

© ПНИПУ, 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	8
1.1. Коллекторы нефти и газа, их характеристика	8
1.2. Пластовые жидкости и газы, их состав и физико-химические свойства	15
2. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАЛЕЖАХ, КОЭФФИЦИЕНТЫ ИХ ИЗВЛЕЧЕНИЯ	18
2.1. Расчет геологических и балансовых запасов.....	18
2.2. Расчет извлекаемых запасов нефти. Коэффициент извлечения	19
3. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	25
3.1. Режимы разработки залежей нефти.....	25
3.2. Системы разработки залежей нефти	32
3.3. Схематизация форм залежи при гидродинамических расчетах показателей разработки	34
3.4. Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи).....	37
3.5. Приток жидкости и газа к скважинам	40
3.6. Проектирование разработки залежей нефти.....	40
3.7. Параметры системы разработки	42
3.8. Влияние плотности сетки скважин на основные показатели разработки.....	44
3.9. Технологические показатели разработки залежей нефти.....	46
3.10. Стадии разработки залежей нефти	49
3.11. Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти.....	53
3.12. Характеристики вытеснения нефти, их сущность и практическое значение	54

3.13. Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений	57
3.14. Регулирование разработки залежей нефти	58
3.15. Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях	60
4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	62
4.1. Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения	62
4.2. Общая характеристика проектных документов	63
4.3. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений	64
4.4. Проект пробной эксплуатации	65
4.5. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения	66
4.6. Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения	68
4.7. Уточненные проекты разработки нефтяного месторождения	69
4.8. Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений	70
4.9. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений	71
5. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	75
5.1. Основные группы	75
5.2. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи	76
5.2.1. Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ	76
5.2.2. Закачка водных растворов полимеров	78
5.2.3. Применение щелочных агентов	80
5.2.4. Заводнение с применением кислот	83
5.3. Смешивающееся вытеснение	86
5.3.1. Закачка углекислоты и углеводородного газа	86
5.3.2. Мицеллярное заводнение	88
5.4. Тепловые методы	90

5.5. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов	92
5.5.1. Циклическое заводнение	92
5.5.2. Изменение направлений фильтрационных потоков (ИНФП)	93
5.5.3. Создание высоких давлений нагнетания	94
5.5.4. Форсированный отбор жидкости	94
5.5.5. Гидравлический разрыв пласта	95
6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	100
6.1. Освоение нефтяных скважин. Основные положения	100
6.2. Выбор способа эксплуатации нефтедобывающих скважин	102
6.3. Эксплуатация фонтанных скважин	103
6.4. Газлифтная эксплуатация скважин.....	106
6.5. Эксплуатация скважин штанговыми насосными установками	110
6.6. Эксплуатация скважин погружными установками электроцентробежных насосов	118
6.7. Эксплуатация скважин винтовыми, гидропоршневыми, диафрагменными и струйными насосами	122
6.8. Гидродинамические, потокометрические и термометрические исследования скважин.....	126
6.9. Подземный ремонт скважин.....	133
7. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	136
7.1. Расчет запасов газа в залежи объемным методом.....	136
7.2. Расчет запасов газа в залежи по методу снижения пластового давления при газовом режиме.....	137
7.3. Режимы газоносных пластов. Газовый и водонапорный режимы.....	137
7.4. Газоотдача пластов при разработке газовых месторождений.....	141
7.5. Стадии (периоды) разработки газовых месторождений.....	142
7.6. Показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений	143
7.7. Осложнения при эксплуатации газовых скважин	146

8. СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА	
НА ПРОМЫСЛАХ	151
8.1. Сбор нефти и попутного нефтяного газа на промыслах	151
8.2. Характеристика элементов системы сбора скважинной продукции	153
8.3. Промысловая подготовка нефти	156
8.4. Технологический процесс добычи нефти и нефтяного газа	159
8.5. Требования к нефти как товарной продукции.....	161
8.6. Системы сбора газа на газовых промыслах.....	163
8.7. Подготовка газа на газовых промыслах.....	166
8.8. Экономические показатели разработки залежей нефти	169
ВОПРОСЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЭКЗАМЕНУ	171
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	175

ВВЕДЕНИЕ

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений включает в себя научно обоснованный производственный процесс извлечения из недр содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых; процесс проектирования систем разработки нефтяных и газовых залежей, взаимное расположение забоев добывающих, нагнетательных, резервных и других скважин, разбуривание месторождения в соответствии с утверждённой технологической документацией, выработку запасов нефти и газа. В пособии рассмотрены вопросы эксплуатации нефтяных и газовых скважин, сбора и подготовки нефти и газа на промыслах. Термин «научно обоснованный» означает, что процесс извлечения углеводородов ведется не стихийно, а на основе использования объективных законов природы, которые познаются студентами при изучении естественнонаучных, общинженерных, гуманитарных, социально-экономических и специальных дисциплин.

Целью изучения дисциплины «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» является усвоение студентами основных терминов и понятий, применяемых при проектировании, анализе и регулировании разработки нефтяных и газовых месторождений, а также методов и методик расчета и прогнозирования параметров и показателей процесса разработки.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Коллекторы нефти и газа, их характеристика

Коллектором нефти или газа называется горная порода, имеющая сообщающиеся пустоты в виде пор, трещин, каверн и др., заполненные (насыщенные) нефтью, газом или водой и способные отдавать их при создании перепада давления, т.е. при разработке нефтяной (газовой) залежи. Основными свойствами коллекторов являются пористость, проницаемость горных пород и насыщенность их нефтью, газом или водой.

Гранулометрический состав

Под гранулометрическим составом горной породы понимается количественное содержание в ней равных по размеру зерен, составляющих данную породу, его выражают как процентное содержание отдельных фракций (по размеру зерен) в образце породы. От его состава зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная площадь поверхности, капиллярные свойства и т.д.

Исследования показали, что размер зерен большинства нефтесодержащих пород колеблется от 0,01 до 0,1 мм. Механический состав породы определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовый анализ применяется для отсева фракций песка размером до 0,05 мм и больше. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации, который основан на различной скорости осаждения зерен разного размера в вязкой жидкости.

Пористость

Под пористостью горных пород понимают наличие в ней пустот (пор), вмещающих пластовые флюиды (нефть, газ, воду). Различают общую (абсолютную), открытую (связанную) и эффективную пористость.

Общая пористость характеризуется отношением общего объема всех пустот породы, включая поры, связанные и не связанные между собой к объему всей породы. Открытая пористость характеризуется отношением объема сообщающихся пор (пустот) к объему всей породы. Коэффициент открытой пористости используется при оценке геологических запасов нефти в пласте. Эффективная пористость учитывает объем открытых пор, по которым возможно движение жидкости или газа.

На основе изложенных определений можно записать:

$$m_{\text{общ}} = V_{\text{пор}} / V_{\text{г.п}}; \quad (1.1)$$

$$m_{\text{откр}} = V_{\text{пор сооб}} / V_{\text{г.п}}; \quad (1.2)$$

$$m_{\text{эф}} = V_{\text{пор дв}} / V_{\text{г.п}}, \quad (1.3)$$

где $m_{\text{общ}}$, $m_{\text{откр}}$, $m_{\text{эф}}$ – соответственно общая (полная), открытая (сообщающаяся) и эффективная пористость; $V_{\text{пор}}$ – объем всех пор (пустот) в горной породе; $V_{\text{пор сооб}}$ – объем сообщающихся пор (пустот); $V_{\text{пор дв}}$ – объем пор, по которым возможно движение жидкости и (или) газа; $V_{\text{г.п}}$ – объем горной породы.

Поровые каналы нефтяных и газовых пластов можно разделить следующим образом (по величине поперечного размера):

- сверхкапиллярные – более 0,5 мм;
- капиллярные – от 0,2 мкм ($0,2 \cdot 10^{-3}$ мм) до 0,5 мм;
- субкапиллярные – менее 0,2 мкм.

По сверхкапиллярным каналам происходит свободное движение жидкости под действием гравитационных сил. По капиллярным каналам движение жидкости происходит при значительном участии капиллярных сил (т.е. свободное движение под действием гравитационных сил по таким каналам невозможно). В субкапиллярных каналах из-за влияния поверхностно-молекулярных сил движение жидкости при градиентах давлений, создаваемых в продуктивных пластах, не происходит. Горные породы, поры в которых представлены в основном субкапиллярными каналами, практически непроницаемы для жидкостей и газов. Примеры таких пород – глины, глинистые сланцы.

Пористость породы выражают в долях единицы или в процентах. Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно: пески – 20–25, песчаники – 10–30, карбонатные породы – 10–25 %.

Проницаемость

Проницаемостью горных пород называют их свойство пропускать сквозь себя жидкость или газ при создании перепада давления. При эксплуатации нефтяных месторождений в пористой среде движется нефть, газ, вода или их смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород различают проницаемость абсолютную, эффективную и относительную.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды при наличии и движении в ней лишь одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью).

Эффективная (фазовая) – проницаемость породы для одной жидкости (газа) при наличии в порах другой жидкости (подвижной или неподвижной) или газа. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

Относительная – отношение эффективной (фазовой) проницаемости среды к ее абсолютной проницаемости. Относительная проницаемость горной породы для нефти или газа уменьшается при увеличении доли воды в поровом пространстве.

С увеличением содержания воды более 20 % проницаемость породы для нефти резко снижается, и при водонасыщенности более 80 % движение нефти почти прекращается (рис. 1.1).

В лабораторных условиях проницаемость определяют при фильтрации жидкости или газа через образцы горных пород. Во всех приборах основным элементом является кернодержатель, т.е. зажим для керна, через который пропускается жидкость или газ. При фильтрации замеряется расход рабочего агента в единицу времени и перепад давления по длине керна.

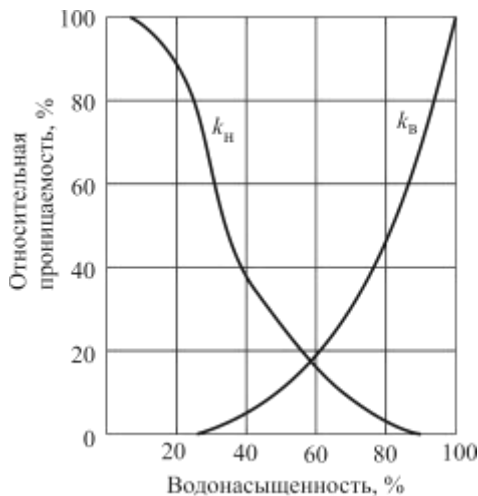


Рис. 1.1. Зависимость относительной проницаемости песка для воды и нефти от водонасыщенности: k_n и k_v — соответственно фазовые проницаемости для нефти и воды

Коэффициент проницаемости для нефти и газа определяется соответственно из уравнений:

$$k = Q\mu L / F\Delta P; \quad (1.4)$$

$$k = Q_0\mu L P_0 / F\Delta P, \quad (1.5)$$

где k — проницаемость, м^2 ; Q — объемный расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; μ — динамическая вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; L — длина пути, на котором происходит фильтрация жидкости, м ; F — площадь поперечного (перпендикулярного к направлению фильтрации) сечения образца, м^2 ; ΔP — перепад давления при фильтрации (разность давлений на входе и выходе образца), Па ; Q_0 — объемный расход газа при атмосферном давлении P_0 , $\text{м}^3/\text{с}$. Физический смысл проницаемости k заключается в том, что проницаемость как бы характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация [14].

В Международной системе единиц величины, входящие в формулы для проницаемости, имеют размерности: $[Q] = \text{м}^3/\text{с}$; $[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с}$; $[L] = \text{м}$; $[F] = \text{м}^2$; $[P] = \text{Па}$. При $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$, $\mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$, $L = 1 \text{ м}$, $F = 1 \text{ м}^2$ и $P = 1 \text{ Па}$ получим коэффициент проницаемости $k = 1 \text{ м}^2$. Поэтому в системе СИ за единицу проницаемости принимается 1 м^2 .

$$[k] = \frac{\text{м}^3/\text{с} \cdot 10^{-3} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{м}^2 \cdot \text{Па}} = \text{м}^2.$$

Эта величина очень большая, и она неудобна для практических расчетов.

В промысловой практике обычно для измерения проницаемости используют размерность мкм^2 , называемую также дарси (Д), или миллидарси (мД). Величина 1 мкм^2 в 10^{12} раз меньше 1 м^2 .

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} \cdot \text{м}^3/\text{с} \cdot 10^{-3} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot 10^{-2} \cdot \text{м}}{10^{-4} \cdot \text{м}^2 \cdot 10^5 \cdot \text{Па}} = 10^{-12} \text{ м}^2,$$

$$1 \text{ мкм}^2 = 1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2;$$

$$1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2 = 10^{-3} \text{ мкм}^2 = 10^{-3} \text{ Д}.$$

К проницаемым породам относят пески, песчаники, известняки, к непроницаемым или плохо проницаемым – глины, глинистые сланцы, песчаники с глинистой цементацией и др. Проницаемость породы для жидкостей и газов будет тем меньше, чем меньше размер пор и каналов, соединяющих эти поры в породе.

Проницаемость естественных нефтяных коллекторов изменяется в очень широких пределах. Приток нефти и газа наблюдается и при незначительной проницаемости пород (в пределах $0,010\text{--}0,020 \text{ мкм}^2 = 10\text{--}20 \text{ мД}$) до $0,1\text{--}2 \text{ мкм}^2 = 100\text{--}2000 \text{ мД}$.

Удельная поверхность

Важной характеристикой горных пород является их удельная поверхность – отношение площади поверхности пор и каналов (или поверхности слагающих породу частиц) к объему горной породы. Чем больше удельная поверхность, тем сильнее проявляются по-

верхностно-молекулярные силы, оказывая влияние на фильтрацию пластовых флюидов и затрудняя извлечение нефти из продуктивных пластов в скважины. От величины удельной поверхности зависит проницаемость горной породы, ее адсорбционная способность, содержание связанной воды и др.

По данным лабораторных исследований, величина удельной поверхности горных пород может достигать очень больших значений – до 100–200 тыс. $\text{м}^2/\text{м}^3$ и более.

Определение удельной поверхности для реальных пород является сложной задачей из-за очень сложной микроструктуры. Для так называемого фиктивного грунта, сложенного шарообразными частицами, удельная поверхность ($S_{\text{уд}}$) может быть определена по формуле

$$S_{\text{уд}} = m\sqrt{m}/\sqrt{2k}, \quad (1.6)$$

где пористость m – в долях единицы; проницаемость k – в метрах квадратных.

Горные породы с $S_{\text{уд}}$ больше 200 тыс. $\text{м}^2/\text{м}^3$ (глины, глинистые сланцы, глинистые пески) являются практически непроницаемыми для нефти и газа.

Насыщенность горных пород

Насыщенность горных пород показывает, какую часть порового объема занимает та или иная фаза (нефть, вода, газ). Коэффициент нефтенасыщенности – это отношение объема пор, заполненных нефтью, ко всему объему сообщающихся пор. Величина нефтенасыщенности пластов колеблется в довольно широких пределах (от 55 до 95 %).

Природный резервуар, залежь, месторождение

Вместилище для нефти, газа и воды в породах-коллекторах, окруженных непроницаемыми или слабопроницаемыми породами, называют природным резервуаром. Верхняя часть такого резервуара, где скапливается нефть и газ, называют ловушкой. Значительное, пригодное для промышленного освоения скопление нефти или газа в ловушке природного резервуара называют залежью (рис. 1.2). Со-

вокупность залежей, связанных одним участком земной поверхности, называют месторождением.

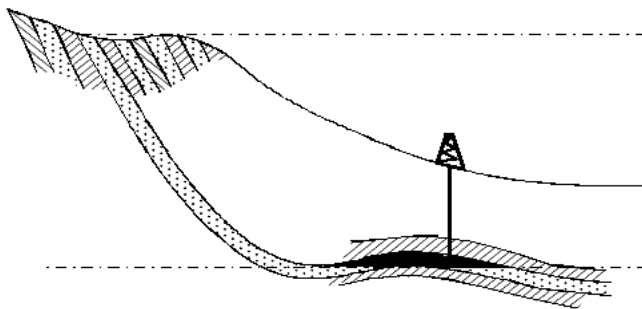


Рис. 1.2. Схема строения залежи с напором краевых вод

Неоднородность коллекторов и коллекторских свойств

Пласты горных пород-коллекторов нефти и газа неоднородны по площади распространения и по разрезу, differing по составу, структуре и коллекторским свойствам. Неоднородность коллектора и его свойств оказывает существенное, нередко определяющее влияние на полноту вытеснения нефти из продуктивных пластов в скважины, т.е. на нефтеотдачу пластов при их разработке.

Изучение неоднородности пород в пределах залежей нефти и газа необходимо при подсчете запасов углеводородов, проектировании, анализе разработки и контроле за воздействием на пласт. В процессе изучения неоднородности выделяются работающие и неработающие части разреза в каждой добывающей и нагнетательной скважине, оцениваются доли объемов залежи, характеризующихся разной продуктивностью, выявляются пути поступления в залежь воды (пластовой или закачиваемой) и др.

Для характеристики неоднородности пластов по разрезу используются следующие показатели:

– коэффициент расчлененности

$$k_p = (\sum_{i=1}^n l_i) / n, \quad (1.7)$$

где l_i – число прослоев-коллекторов, вскрытых в i -й скважине; n – число скважин;

– коэффициент песчанистости

$$k_{\text{пес}} = (\sum (h_{\text{эф}}/h_{\text{общ}}))/n, \quad (1.8)$$

где $h_{\text{эф}}$ – эффективная (нефтенасыщенная, работающая) толщина пласта в отдельной скважине; $h_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта в той же скважине; n – число скважин.

Совместное использование k_p и $k_{\text{пес}}$ позволяет составить представление о неоднородности разреза: чем больше k_p и меньше $k_{\text{пес}}$, тем выше неоднородность.

Для характеристики неоднородности пласта по площади используется показатель дисперсии, с помощью которого оценивается пространственная выдержанность пластов:

$$\sigma^2 = w(1 - w), \quad (1.9)$$

где $w = n_1/n$, n_1 – число скважин, вскрывших коллектор; n – общее число пробуренных скважин. Чем ближе значение w к единице, тем выше степень однородности коллектора по площади.

При высокой неоднородности коллекторов необходимо увеличивать плотность сетки скважин.

1.2. Пластовые жидкости и газы, их состав и физико-химические свойства

Нефть – жидкое горючее полезное ископаемое, представляет собой маслянистую горючую жидкость, обычно темно-коричневого цвета, со специфическим запахом. По химическому составу нефть – сложное соединение, состоящее в основном из двух элементов – углерода (82–87 %) и водорода (11,5–14,5 %). Такие соединения называются углеводородами. Кроме углерода и водорода в нефтях содержатся в небольших количествах кислород, азот и сера, в очень малых количествах – хлор, фосфор, йод и другие химические элементы. В состав нефти входят метановые (парафиновые), нафтено-

вые и ароматические группы углеводородов. Обычно нефти бывают смешанного типа с преобладанием в их составе той или иной группы углеводородов и в зависимости от этого носят название парафиновых (метановых), нафтенowych или ароматических.

Наиболее распространены в природных условиях углеводороды метанового ряда. Углеводороды от CH_4 до C_4H_{10} при атмосферном давлении находятся в газообразном, от C_5H_{12} до $\text{C}_{15}\text{H}_{32}$ – в жидком, начиная с $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ и выше – в твердом состоянии.

Содержание в нефти большого количества смолистых и других высокомолекулярных соединений делает ее более тяжелой, вязкой и малоподвижной. Плотность нефти при температуре 20°C и атмосферном давлении колеблется от 700 (газовый конденсат) до 980 и даже 1000 кг/м^3 . Вязкость пластовой нефти в зависимости от ее характеристики и температуры может изменяться от значений меньше 1 до 200 и более $\text{мПа}\cdot\text{с}$. Вязкость нефтяных битумов достигает $15000\text{ мПа}\cdot\text{с}$.

По содержанию серы нефти делятся на три класса: малосернистые (содержание серы до 0,5 %); сернистые (содержание серы от 0,51 до 1,9 %); высокосернистые (содержание серы более 1,9 %). По содержанию парафина нефти делятся на три вида: малопарафинистые – с содержанием парафина до 1,5 %, парафинистые – с содержанием парафина от 1,51 до 6,0 % и высокопарафинистые – с содержанием парафина свыше 6 %.

Нефтяные (попутные) газы – углеводородные газы, растворенные в нефти (в пластовых условиях), газы газовых шапок, формирующихся в купольной части нефтяных залежей, газы, образующиеся при переработке нефти. Горючие газы нефтяных и газовых месторождений (смесь углеводородов – метана CH_4 , этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} , пентана C_5H_{12}) по химической природе сходны с нефтью. Самый легкий из всех углеводородов – метан. Попутные газы могут включать и неуглеводородные компоненты (азот, сероводород, углекислый газ, инертные газы).

Количество газа (в кубических метрах), приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т извлеченной из пласта

нефти, называют *газовым фактором*. Газовый фактор для различных нефтей колеблется в очень широких пределах – от 10 до 1000 м³/т.

При снижении давления из нефти начинают выделяться первые пузырьки растворенного газа, это давление называется *давлением насыщения* пластовой нефти. Оно зависит от состава нефти и газа, соотношения их объемов и температуры.

Природный газ – углеводородный газ, добываемый из газовых, газогидратных, газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных или газонефтяных месторождений. В природных газах чисто газовых месторождений преобладает метан (до 90–98 %). В газах, добываемых из нефтяных месторождений, содержится от 10–20 до 80–90 % метана. Одной из основных характеристик углеводородных газов является относительная плотность, под которой понимают отношение массы объема данного газа к массе такого же объема воздуха при нормальных или стандартных условиях. Относительная плотность газов колеблется от 0,554 для метана до 2,49 для пентана и выше.

Вода. В нефтяном или газовом месторождении всегда присутствует вода, которая занимает пониженные части пласта или находится в водоносных горизонтах. Минерализация пластовых вод характеризуется количеством растворенных в ней минеральных солей. Воды с минерализацией менее 1 г/л относятся к пресным, от 1 до 50 г/л – к соленым (минерализованным), свыше 50 г/л – к рассолам. Плотность пластовых вод, как правило, больше 1000 кг/м³ и возрастает с увеличением содержания солей. Вязкость пластовой воды для большинства нефтяных месторождений изменяется в пределах от 0,9 до 1,5–2,0 мПа·с. Вязкость воды уменьшается с повышением температуры и при снижении минерализации.

В нефтегазовых залежах распределение жидкостей и газов соответствует их плотности: верхнюю часть пласта занимает свободный газ, ниже залегают нефть, которая подпирается пластовой водой. Обычно пластовая вода в нефтяных и газовых залежах находится не только в чисто водяной зоне, но и в нефтяной и газовой, насыщая вместе с нефтью и газом продуктивные породы залежей. Эту воду называют связанной, или погребенной, она смачивает по-

верхность поровых каналов, удерживаясь в них за счет поверхностно-молекулярных сил, или полностью заполняет капиллярные каналы (поры) и удерживается в них за счет сил капиллярного давления.

2. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАЛЕЖАХ, КОЭФФИЦИЕНТЫ ИХ ИЗВЛЕЧЕНИЯ

2.1. Расчет геологических и балансовых запасов

Количество нефти и газа в залежи, границы которой определены или заданы на основании каких-либо данных, составляют геологические запасы. Аналогичным образом могут быть определены геологические запасы природного газа.

Наиболее распространенный метод подсчета геологических запасов углеводородов – объемный. Для нефтяной залежи объемный метод основан на определении геометрического объема залежи, объема порового пространства, коэффициента начальной нефтенасыщенности пород, объемного коэффициента нефти. Запасы нефти Q_n , т, *геологические и балансовые* определяются по формуле

$$Q_n = F h m k_{n,n} \rho_{n,d} \cdot \eta_{yc} \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где F – площадь нефтеносности, м²; h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; m – среднее значение коэффициента открытой пористости, доли ед.; $k_{n,n}$ – среднее значение коэффициента начальной насыщенности пород нефтью, доли ед; $\rho_{n,d}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³; η_{yc} – коэффициент усадки нефти (пересчетный коэффициент), $\eta_{yc} = 1/b$, где b – объемный коэффициент пластовой нефти, равный отношению объема единицы массы нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти на поверхности (дегазированной нефти), доли ед.

Запасы растворенного нефтяного газа Q_g , м³, определяются по формуле

$$Q_g = \Gamma_n \cdot V_{n,пл}, \quad (2.2)$$

где Γ_n – газонасыщенность (количество растворенного газа) пластовой нефти, м³/м³; $V_{n,пл}$ – объем нефти в пласте, м³,

$$V_{n,пл} = F h m k_{n,n}. \quad (2.3)$$

Для газовой залежи объемный метод имеет такую же основу, что и для нефтяной залежи, т.е. определяется объем газа ($V_{г.пл}$) в залежи при начальных пластовых (давление, температура) условиях:

$$V_{г.пл} = F h m k_{н.г}, \quad (2.4)$$

где $k_{н.г}$ – коэффициент насыщенности пород газом, доли ед.

Для определения объема газа в поверхностных условиях (Q_g) пластовый объем приводится к атмосферному давлению и стандартной или нормальной температуре:

$$Q_g = (P_{пл} T_{ст} z_{ст} V_{г.пл}) / (P T_{пл} z_{пл}), \quad (2.5)$$

где $P_{пл}$ и $T_{пл}$ – начальные пластовые давление и температура; P_0 и $T_{ст}$ – атмосферное давление и стандартная (293 К (20 °С)) температура; $z_{ст}$ и $z_{пл}$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при стандартных (P_0 ; $T_{ст}$) и пластовых ($P_{пл}$; $T_{пл}$) условиях. Можно принять $z_{ст} \approx 1$, для определения $z_{пл}$ следует применить специальные графики или расчетные зависимости.

Для газоконденсатного месторождения (залежи) вместе с запасами газа определяются запасы газового конденсата Q_g , т:

$$Q_g = C_{гк} \cdot Q_g \cdot \rho_{гк} \cdot 10^{-3}, \quad (2.6)$$

где $C_{гк}$ – содержание конденсата в газе, м³/м³; $\rho_{гк}$ – плотность газового конденсата при стандартных условиях, кг/м³.

Часть геологических запасов нефти или природного газа по ряду причин может быть не вовлечена в процессы разработки, что учитывается при расчете и утверждении в Центральной комиссии по запасам (ЦКЗ). Поставленные на государственный баланс запасы называют *балансовыми*.

2.2. Расчет извлекаемых запасов нефти.

Коэффициент извлечения

Не все балансовые запасы нефти или природного газа могут быть извлечены из залежей при существующих технологиях их разработки. Например, значительная часть нефти не вытесняется из

капиллярных и тем более субкапиллярных каналов (пор). Чем выше неоднородность продуктивных пластов и чем в большей мере проявляются при разработке залежей капиллярные и другие силы, препятствующие продвижению нефти или газа к забоям добывающих скважин, тем меньшая часть углеводородов может быть извлечена из продуктивных пластов.

Извлекаемые запасы нефти $Q_{\text{н.изв}}$ определяются из выражения

$$Q_{\text{н.изв}} = Q_{\text{бал}} \cdot \text{КИН}, \quad (2.7)$$

$$\text{КИН} = Q_{\text{н.изв}} / Q_{\text{бал}}. \quad (2.8)$$

Нефтеотдача или газоотдача есть степень полноты извлечения нефти или природного газа из залежей. Коэффициент нефтеотдачи, или нефтеизвлечения (КИН), равен отношению извлеченного количества нефти к ее геологическим (балансовым) запасам. Таким же образом, но по отношению к природному газу, определяется коэффициент газоотдачи. В общем случае КИН зависит от трех групп факторов:

- от особенностей **геолого-физических характеристик залежей**, включающих строение залежей и параметры пластов (тип коллектора, проницаемость, толщина, неоднородность пласта, величина водонефтяной зоны, вязкость нефти и др.);

- от **технологических факторов** – от реализуемой системы разработки конкретной залежи, на которой в процессе разработки могут применяться системы, от естественного проявления процессов при добыче нефти до новейших методов повышения нефтеизвлечения (режима работы пласта, количество добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение, расстояние между скважинами и рядами, плотности сетки скважин, применение методов повышения нефтеотдачи);

- от **технико-экономических показателей** – реализуемой системы разработки (экономического состояния и развития отрасли и страны в целом, удаленность от экономически развитых районов, транспортной обеспеченностью, наличием человеческих ресурсов и др.).

Коэффициент извлечения нефти КИН равен произведению коэффициента вытеснения (η_v) на коэффициент охвата ($\eta_{охв}$).

Коэффициент вытеснения равен отношению объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной (длительной) промывке к первоначальному ее объему в этом образце, т.е. при обводнении выходящей продукции практически до 100 %. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, причем между коэффициентом вытеснения и проницаемостью пласта прослеживается тесная корреляционная связь.

Коэффициент вытеснения нефти водой или какими-либо реагентами η_v определяется несколькими способами. Наиболее достоверный, но вместе с тем трудоемкий метод получения результатов – по лабораторным исследованиям процесса вытеснения нефти на моделях, составленных из реальных образцов керна продуктивных пород и с использованием нефти конкретного месторождения. Поскольку продуктивным пластам присуща изменчивость коллекторских свойств по площади и разрезу, определение значений η_v должно производиться на образцах, равномерно освещающих залежь или продуктивный пласт с реальным диапазоном изменения коэффициента проницаемости. Для высокопроницаемых пластов коэффициент вытеснения может достигать 0,8–0,90, в малопроницаемом коллекторе он может быть вдвое меньше.

Широко используется метод оценки коэффициента вытеснения по эмпирическим формулам, полученным для объектов разработки Пермского края [12]:

– терригенный коллектор:

$$\eta_v = 0,0366 \cdot \ln \left(\frac{K_{пр}}{\mu_n} \right) + 0,7383, \quad (2.9)$$

– карбонатный коллектор:

$$\eta_v = 0,0280 \cdot \ln \left(\frac{K_{пр}}{\mu_n} \right) + 0,6742, \quad (2.10)$$

где $K_{пр}$ – проницаемость, мкм²; μ_n – вязкость нефти, мПа·с.

Коэффициент вытеснения при разработке залежи можно также оценить по геофизическим исследованиям путем сопоставления и анализа результатов начальной и текущей нефтенасыщенности пород, т.е. по степени выработки участков рассматриваемого продуктивного пласта после его длительной эксплуатации.

Коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти представляет собой отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта. По разным причинам (неоднородность продуктивных пластов, особенности системы разработки, точечное расположение источников и стоков – забоев нагнетательных и добывающих скважин и др.) часть объема пласта не участвует в вытеснении нефти, что учитывается данным коэффициентом.

Коэффициент охвата входит в формулу по определению КИН и представляет собой произведение ряда коэффициентов, таких как коэффициент сетки скважин, коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти, коэффициент, учитывающий вязкость нефти и предельную обводненность, коэффициент учитывающий неоднородность коллектора, коэффициенты, учитывающие потери нефти в разрезающих и стягивающих рядах, коэффициент, учитывающий потери нефти в невырабатываемых зонах.

Для определения КИН существует несколько методик. Академиком А.П. Крыловым предложено выражение, учитывающее зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от геолого-физических и технологических факторов:

$$\text{КИН} = \eta_v \cdot \eta_{\text{охв}} = \eta_v \cdot \eta_c \cdot \eta_{\text{зав}}, \quad (2.11)$$

где η_v – коэффициент вытеснения нефти из порового или порово-трещинного пространства горных пород водой или другими агентами; $\eta_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата горной породы (пласта) процессом вытеснения; η_c – коэффициент сетки скважин (учитывает, что часть объема нефтенасыщенных горных пород не участвует в процессе

вытеснения); $\eta_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти (учитывает полноту извлечения из залежи подвижных запасов).

Произведение $\eta_{\text{в}}\eta_{\text{с}}$ выделяет в общих (геологических) запасах долю подвижной нефти; коэффициент $\eta_{\text{зав}}$ показывает, какая доля этих подвижных запасов может быть извлечена из пластов в период разработки залежи. При неравномерном продвижении фронта вытеснения нефти водой обводнение скважин происходит не мгновенно до 100 %, а постепенно. По экономическим соображениям эксплуатация добывающих скважин прекращается при достижении 100%-ной обводненности. После прорыва воды в скважины часть подвижных запасов остается неизвлеченной.

По методике института «Гипровостокнефть»:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{о}} = \eta_{\text{в}} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \cdot \eta_5, \quad (2.12)$$

где η_1 – коэффициент, учитывающий вязкость нефти и предельную обводненность; η_2 – коэффициент сетки скважин, учитывающий неоднородность коллектора; η_3 , η_4 – коэффициенты, учитывающие потери нефти в разрезающих и стягивающих рядах; η_5 – коэффициент, учитывающий потери нефти в невырабатываемых зонах (санитарные, залегание солей и др.).

По методике «СибНИИНП»:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{в}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}}, \quad (2.13)$$

где $K_{\text{охв}}$ – отношение объема пустотного пространства пласта, охваченного фильтрацией, ко всему объему пустотного пространства; $K_{\text{зав}}$ – отношение промытой части порового объема, первоначально насыщенного нефтью, ко всему первоначально нефтенасыщенному поровому объему. Коэффициент заводнения характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99 %). Он зависит от неоднородности пласта, проницаемости, относительной вязкости и др.

По данным **зарубежных** исследователей:

$$\text{КИН} = \eta_v \cdot K_{\text{охв. по площ}} \cdot K_{\text{охв. по толщ}}, \quad (2.14)$$

где $K_{\text{охв. по площ}}$ – коэффициент, учитывающий охват заводнением по площади; $K_{\text{охв. по толщ}}$ – коэффициент, учитывающий охват заводнением по толщине пласта.

В настоящее время КИН проектируемых к разработке и разрабатываемых месторождений определяют на основе построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей и рекомендуют его к утверждению.

3. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1. Режимы разработки залежей нефти

Режимом разработки или режимом нефтегазоводоносного пласта называют проявление доминирующей формы пластовой энергии, под действием которой нефть движется к забоям добывающих скважин [3, 16, 6, 7, 9, 14, 19, 17, 20]. Режимы бывают естественными, когда преобладающими видами энергии являются:

а) энергия напора краевых или подошвенных вод (водонапорный режим);

б) энергия расширения первичной газовой шапки в подгазовых залежах (газонапорный или газовый режим);

в) режим растворенного газа (энергия выделяющегося из нефти растворенного газа);

г) энергия положения нефти в крутопадающих пластах (гравитационный режим).

При упругом расширении жидкости и породы рассматриваются также упругий и упруговодонапорный режимы.

При искусственных режимах преобладающим видом энергии является энергия закачиваемых с поверхности земли в пласт вытесняющих – воды (жесткий водонапорный режим) или газа – и других агентов.

Таким образом, выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей: водонапорный, газонапорный (газовой шапки), режим растворенного газа, гравитационный. Учитывая влияние на работу пласта упругого расширения жидкостей и породы, рассматривают также упругий и упруговодонапорный режимы. При разработке залежей нефти в них проявляются одновременно различные движущие силы, т.е. различные режимы, но с преобладанием (доминированием) одного из них. Если два-три режима проявляются примерно в равной степени, говорят о смешанных режимах дренирования.

Водонапорный режим. При водонапорном режиме нефть движется в пласте к скважинам под действием напора наступающей краевой или подошвенной воды. В идеальном случае при этом режиме залежь постоянно пополняется водой из водоносного бассейна (см. рис. 1.2).

Условием существования водонапорного режима является связь продуктивного пласта с поверхностью земли. Если пропускная способность водоносной части пласта достаточно высокая и обеспечивает поступление воды в нефтяную часть в количестве, равном количеству отбираемой из пласта жидкости, в залежи устанавливается жесткий водонапорный режим (рис. 3.1).

Зоны соприкосновения водонасыщенной части пласта с поверхностью могут находиться на расстоянии сотен километров от его нефтяной части. В залежи с водонапорным режимом водонефтяной контакт (ВНК) занимает горизонтальное положение, по мере отбора нефти ВНК постепенно поднимается, а контуры нефтеносности стягиваются к центру залежи.

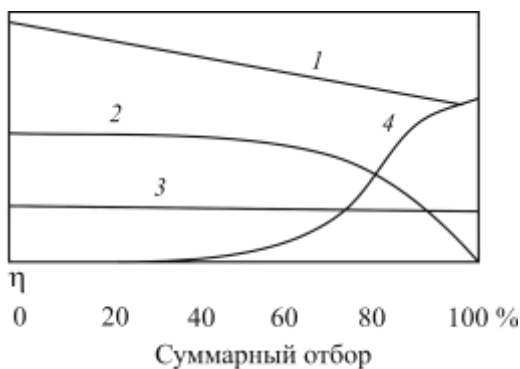


Рис. 3.1. График разработки залежи при водонапорном режиме: 1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор; 4 – обводненность продукции

Сначала обводняются скважины, близко расположенные к контуру нефтеносности, а в дальнейшем и скважины, находящиеся в центре залежи. Нефтедержащие породы в абсолютном большинстве случаев неоднородны по своему составу и проницаемости, поэтому жидкость в пласте (нефть и вода) движется с большей скоростью в пропластках с более высокой проницаемостью. В результате контур воды может продвигаться к центру залежи неравномерно, что приводит к образованию «языков обводнения» и затрудняет планомерную эксплуатацию залежи.

В зависимости от особенностей водонапорного режима нефтяных залежей благоприятными условиями для его осуществления являются:

- хорошая сообщаемость между нефтяной и водяной частями залежи;
- хорошая проницаемость и однородность строения залежи;
- небольшая вязкость нефти;
- соответствие темпов отбора нефти, воды и газа из залежи и интенсивности поступления в нее воды.

При этом режиме наиболее продолжительный период стабильно высокой и безводной добычи нефти с невысоким газовым фактором и достигается наибольший коэффициент нефтеотдачи (0,7–0,8).

При газонапорном режиме, или режиме газовой шапки, нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта. Этот процесс аналогичен процессу вытеснения нефти водой с той лишь разницей, что вода вытесняет нефть в повышенные части залежи, а газ – в пониженные. Объем газа, находящегося под давлением в газовой шапке, всегда меньше объема водонапорной системы, окружающей нефтяную залежь, поэтому запас энергии сжатого газа ограничен.

В связи с низкой по отношению к нефти вязкостью газа могут происходить прорывы его к забоям добывающих скважин с оттеснением от них нефти, что существенно снижает нефтеотдачу при газонапорном режиме. Поэтому при газонапорном режиме необхо-

димо тщательно контролировать процесс эксплуатации скважин, расположенных вблизи газовой шапки, ограничивать их дебит, а в случае резкого увеличения газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, даже прекращать их эксплуатацию. Для повышения эффективности разработки нефтяной залежи с газовым режимом в ее повышенную часть следует нагнетать газ с поверхности, что позволяет поддерживать, а иногда и восстанавливать газовую энергию в залежи (рис. 3.2).

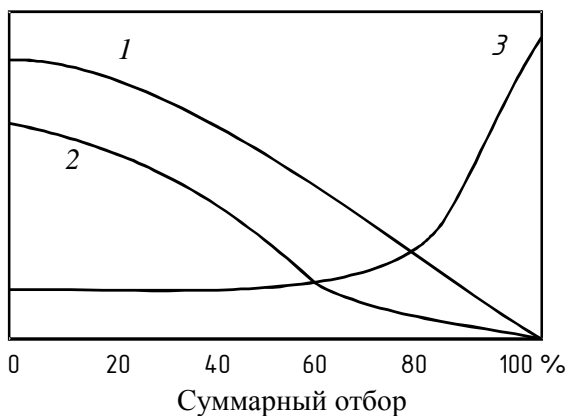


Рис. 3.2. График разработки залежи при газонапорном режиме (режим газовой шапки): 1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор

Режим растворенного газа. При снижении давления в продуктивном пласте до давления насыщения нефти газом и выделении последнего в свободную фазу произойдет переход к режиму растворенного газа, фактически – к смешанному режиму, при котором нефть вытесняется к добывающим скважинам расширяющимся газом и за счет продолжающегося расширения пластовых флюидов и горных пород. Режим растворенного газа характерен для залежей с пологим падением пластов при отсутствии свободного газа в залежи и слабым поступлении в ее нефтяную часть краевой воды.

Основной движущей силой является газ, растворенный в нефти или рассеянный в виде мельчайших пузырьков в пласте вместе с нефтью. Газовые образования в пористой среде, двигаясь в сторону более низкого давления, действуют на нефть как своеобразные поршни, а также увлекают ее за счет сил трения. Пластовое и забойные давления остаются ниже давления насыщения нефти газом. Газовый фактор по мере эксплуатации залежи на режиме растворенного газа увеличивается некоторое время быстрыми темпами, а затем, достигнув некоторого максимума, снижается вплоть до полного истощения пласта (рис. 3.3).

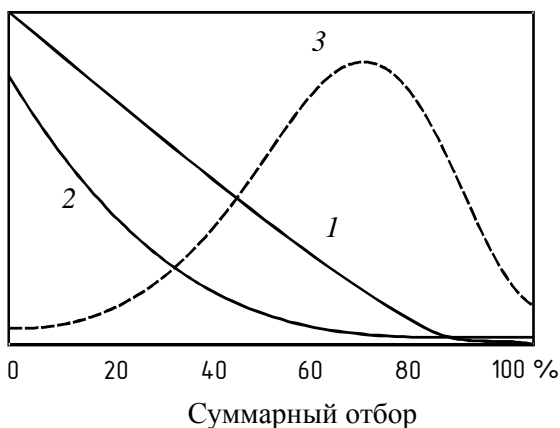


Рис. 3.3. График разработки залежи при режиме растворенного газа: 1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор

Упругий режим. При пуске в работу скважины (или группы скважин, которые можно рассматривать как одну укрупненную скважину) вокруг нее формируется воронка депрессии, среднее давление в которой ниже начального пластового давления в залежи. Приток жидкости (нефти) в скважину происходит за счет освобождения потенциальной энергии сжатых пород и флюидов и энергии напора краевых или подошвенных вод.

Граница воронки депрессии сохраняет свое положение при постоянном пластовом (контурном) давлении, водонефтяной контакт (контур нефтеносности) непрерывно перемещается в сторону добывающих скважин и сокращается, т.е. происходит уменьшение нефтенасыщенной части пласта. Такое явление наблюдается достаточно редко, обычно воронка депрессии постепенно расширяется, захватывая водоносную часть пласта. Среднее давление в зоне отбора снижается, вызывая упругое расширение пластовых флюидов и горной породы. Поступление воды из законтурной зоны в нефтяную часть пласта отстает от отбора жидкости. Такой процесс, если в залежи искусственно не поддерживается пластовое давление за счет закачки воды или другого агента, продолжается до тех пор, пока давление в целом или в отдельных частях залежи не снизится до давления насыщения нефти газом. В указанных условиях залежь работает в режиме, называемом упруговодонапорным.

Пластовые жидкости и горные породы сжимаемы, они обладают запасом упругой энергии, освобождающейся при снижении пластового давления. Упругие изменения, отнесенные к единице объема, незначительны. Но если учесть, что объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия пород, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин. Чем больше объем пласта, тем больше масса жидкости, которая вовлекается в движение к скважине [14]. Упругие свойства пласта передаются с некоторой скоростью χ :

$$\chi = k / \mu (m \beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}}) = k / \mu \beta^*, \quad (3.1)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; k – коэффициент проницаемости пласта, м^2 ; μ – абсолютная, или динамическая, вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; m – пористость, доли единицы; $\beta_{\text{ж}}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, $1/\text{Па}$; $\beta_{\text{п}}$ – коэффициент сжимаемости пористой среды, $1/\text{Па}$; β^* – коэффициент упругоемкости пласта, $1/\text{Па}$:

$$\beta^* = m \beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}}, \quad (3.2)$$

где m – пористость горной породы; $\beta_{\text{ж}}$ – коэффициент объемной упругости пластовой жидкости, заполняющей поровое пространство; $\beta_{\text{п}}$ – коэффициент объемной упругости породы.

За счет освобождения упругой энергии пласта, расширения флюидов и горной породы, уменьшения при этом объема порового пространства из залежи добывается объем жидкости:

$$\Delta V_{\text{ж}} = \beta^* V_{\text{зал}} \cdot \Delta P, \quad (3.3)$$

где $\Delta V_{\text{ж}}$ – упругий запас жидкости в объеме залежи при перепаде давления ΔP ; $V_{\text{зал}}$ – объем залежи.

Например, при размерах залежи 5 км (длина) на 2,5 км (ширина), толщине продуктивного пласта 10 м, снижении пластового давления в залежи на 5 МПа, пористости пород 20 %, $\beta_{\text{ж}} = 10 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, $\beta_{\text{п}} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ объем вытесненной (добытой) за счет упругого расширения пласта жидкости составит $187,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3$.

Гравитационный режим. При полном истощении пластовой энергии единственной силой, заставляющей нефть двигаться по пласту, является сила тяжести самой нефти. В этом случае нефть из повышенных зон пласта будет перетекать в пониженную его часть и скапливаться в ней. Режим работы таких пластов называется гравитационным (от слова «гравитация», что означает «сила тяжести»).

Гравитационный режим проявляется тогда, когда давление в пласте упало до минимума, напор контурных вод отсутствует, газовая энергия полностью истощена. Если при этом залежь имеет крутые углы падения, то продуктивными будут те скважины, которые вскрыли пласт в его пониженных зонах.

Графики изменения пластового давления и газового фактора при разработке нефтяных залежей приведены на рис. 3.1–3.3. При водонапорном режиме в первый период разработки залежи пластовое давление существенно снижается, затем сохраняется близким к начальному (жесткий водонапорный режим) или постепенно уменьшается (упруговодонапорный режим). Газовый фактор остается постоянным.

При газонапорном режиме пластовое давление со временем снижается примерно с постоянным темпом, пока не начинаются прорывы газа в добывающие скважины, после чего снижение давления ускоряется. Газовый фактор в первый период постоянно увеличивается, во втором периоде происходит его резкое увеличение во времени.

При режиме растворенного газа пластовое давление интенсивно уменьшается в течение всего периода разработки, газовый фактор сначала резко возрастает, достигая некоторого максимума, затем также резко уменьшается.

По промысловым и лабораторным данным, коэффициенты нефтеизвлечения при разных режимах достигают следующих значений:

водонапорный режим.....	0,5–0,8
упруговодонапорный	0,5–0,8
газонапорный режим.....	0,4–0,7
режим растворенного газа	0,15–0,3
гравитационный режим	0,1–0,2

Напорные режимы отличаются более высокими темпами отбора нефти из залежи и, соответственно, меньшими сроками выработки и извлекаемых запасов.

3.2. Системы разработки залежей нефти

Система разработки – это совокупность технико-технологических и организационных взаимосвязанных инженерных решений, направленных на перемещение нефти (газа) в продуктивных пластах к забоям добывающих скважин. Система разработки включает последовательность и темп разбурирования залежи; число, соотношение, взаимное расположение нагнетательных, добывающих, специальных (контрольных и др.) скважин, очередность их ввода; мероприятия и методы по воздействию на продуктивные пласты с целью получения заданных темпов извлечения углеводородов; мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки залежей.

Разработка нефтяного месторождения должна вестись по системе, обеспечивающей наилучшее использование природных свойств нефтяного пласта, режима его работы, технологии и техники эксплуатации скважин и других объектов и сооружений при обязательном соблюдении норм охраны недр и окружающей среды.

Система разработки залежи должна обеспечить непрерывный контроль и регулирование процесса разработки месторождения с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежи.

Чем полнее изучен геолого-промысловый материал, тем точнее определяется система разработки нефтяной залежи. Данные о структуре пласта, его эффективной нефтенасыщенной толщине, расчленении на отдельные пропластки и зоны позволяют выполнить построение структурных карт и геологических профилей с нанесением положения газонефтяных и водонефтяных контуров (контактов). Данные, характеризующие геометрию пласта, позволяют определить запасы нефти и газа, и выбрать варианты размещения скважин.

Данные о режиме работы пласта, размерах и свойствах водонасыщенной зоны, динамика пластового давления позволяют обосновать необходимость его поддержания, определить потенциальные дебиты скважин и сроки разработки залежи. Для определения режима работы пласта, его свойств и особенностей всесторонне изучается не только зона пласта, насыщенная нефтью, но и зона, насыщенная водой и газом. На основе оценки и сопоставления таких показателей, как начальное пластовое давление, давление насыщения нефти газом, размеры и свойства водонасыщенной зоны или размеры газовой шапки и другие, можно прогнозировать доминирующий режим работы залежи в первые периоды ее разработки.

В первоначальном проектном документе по разработке следует ориентироваться на равномерную сетку скважин до тех пор, пока в процессе разбуривания всей залежи не будут выявлены такие ее особенности, которые потребуют сгущения сетки на отдельных

участках. Комплексно, на основе геологического, гидродинамического и технико-экономического анализа, должна решаться задача об определении общего числа скважин, о положении рядов и выборе расстояний между скважинами в рядах. Процесс поддержания пластового давления путем закачки воды может начинаться как с законтурного, так и с тех или иных вариантов внутриконтурного заводнения. В зависимости от неоднородности разрабатываемого пласта, соотношения вязкостей нефти и воды, плотности размещения основного фонда скважин, технико-экономических показателей разработки устанавливается количество скважин резервного фонд.

Большая часть нефтяных месторождений характеризуется наличием двух, трех и более продуктивных пластов. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях – одна из задач при проектировании системы разработки. Эксплуатационный объект – это один или несколько продуктивных пластов, разрабатываемых отдельной (самостоятельной) сеткой скважин.

После выделения эксплуатационных объектов формирование системы разработки месторождения включает, укрупненно, следующие мероприятия:

- 1) определение очередности разработки объектов и их разбуривание;
- 2) управление движением нефти к скважинам и подъем жидкости на поверхность;
- 3) регулирование баланса пластовой энергии;
- 4) управление потоками нефти (нефти, газа и воды) на поверхности.

3.3. Схематизация форм залежи при гидродинамических расчетах показателей разработки

Нефтяные залежи не имеют в плане правильной геометрической формы. Сложная форма контуров залежи затрудняет выполнение гидродинамических расчетов при проектировании разработки, особенно на первом этапе проектирования.

Для упрощения задачи возможна аппроксимация (замена) истинной формы залежи такими формами или частями форм и их сочетаниями, которые поддаются аналитическому расчету (прямоугольник, полоса, круг, сектор, кольцо). При этом необходимо соблюдать определенные правила: длина внешнего периметра принятой формы должна быть равна фактической длине контура нефтеносности; должны выполняться равенство площадей нефтеносности в пределах реального и расчетного контуров нефтеносности, равенство запасов и количества скважин в реальной и схематизированной залежах; запасы, приходящиеся на каждый ряд скважин в расчетной схеме, должны быть равны фактическим запасам (рис. 3.4).

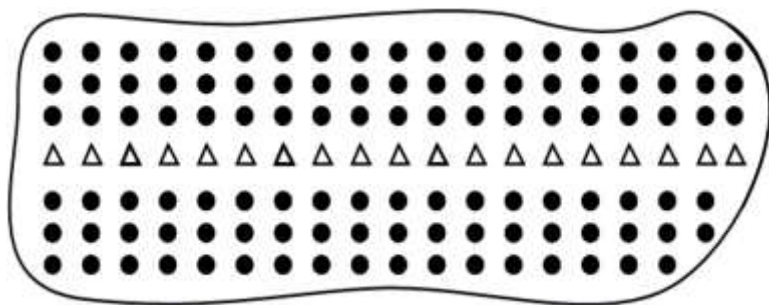


Рис. 3.4. Схематизация вытянутой формы залежи

Залежь с соотношением осей $1/3 \leq a/b \leq 1/2$ следует заменить при выполнении расчетов равновеликим по площади кольцом. Ряды скважин на схеме размещаются по концентрическим окружностям.

При $a/b \approx 1$ залежь можно схематично заменить равновеликим по площади кругом (рис. 3.5).

Заливообразную залежь можно рассматривать как сектор круговой залежи. В каждом отдельном случае необходимо выбрать наиболее удобный и вместе с тем наименее искажающий способ схематизации формы залежи.

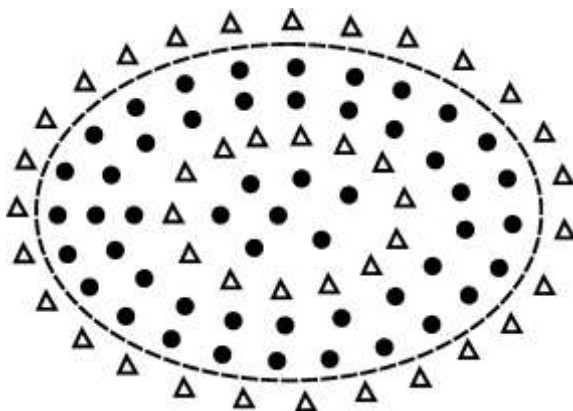


Рис. 3.5. Схематизация круговой формы залежи

Для расчета показателей разработки создается цифровая трехмерная адресная геологическая модель (ГМ) месторождения, под которой понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерных цифровых кубов, характеризующих:

- пространственное положение в объеме горных пород коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов;
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;
- идентификаторы циклов, объектов, границ (пластов, пачек, пропластков);
- средние значения в ячейках сетки геологических параметров, позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;
- пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;
- пространственные координаты устьев, забоев и пластопересечений скважин.

Программный комплекс ГМ должен иметь информационную связь с интегрированной базой данных для оперативного получения

сведений по вновь разбуренным скважинам, обеспечивать выполнение необходимых вычислений, получение файлов, просмотр данных на экране, получение твердых копий.

3.4. Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи)

Расположение нефтяных скважин на структуре выбирают, исходя из формы залежи, геологического строения месторождения, характеристики коллекторов и возможности продвижения контурных и подошвенных вод в процессе разработки залежи. Система заводнения определяется взаимным расположением забоев добывающих и нагнетательных скважин и контуров нефтеносности. Скважины размещают по равномерной или по неравномерной сеткам. В зависимости от схемы поддержания пластового давления возможны варианты законтурного, внутриконтурного или площадного заводнения.

При законтурном заводнении вода нагнетается в пласт через специальные нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи. Добывающие скважины располагаются внутри контура нефтеносности рядами, параллельными контуру. Наиболее благоприятными объектами для осуществления законтурного заводнения являются пласты, сложенные однородными песками или песчаниками с хорошей проницаемостью и не осложненные тектоническими нарушениями. Законтурное заводнение в пластах, сложенных известняками, не всегда может дать положительные результаты, так как в них отдельные участки могут не сообщаться с остальной площадью системой каналов и трещин.

При внутриконтурном заводнении поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта. В России применяют следующие виды внутриконтурного заводнения: разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площади или блоки самостоятельной разработки, очаговое заводнение, площадное заводнение.

Система заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади применяется на крупных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Эти зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают по самостоятельной системе (рис. 3.6).

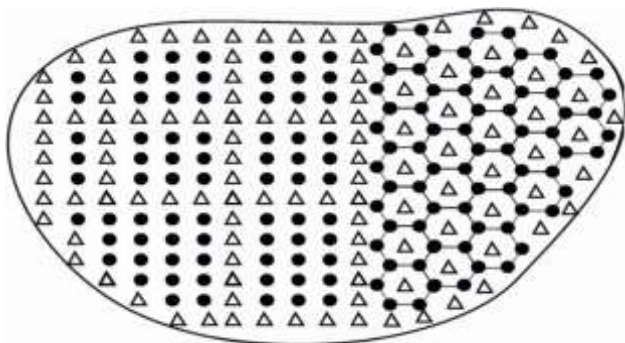


Рис. 3.6. Разрезание залежи на отдельные площади

На средних и небольших по размеру залежах применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки (блоковое заводнение) с размещением между двумя нагнетательными рядами не более 3–5 рядов добывающих скважин. При высокой продуктивности оправдали себя пятирядные системы, при средней и малой – соответственно трехрядные и однорядные.

С целью расположения резервных скважин, интенсификации и регулирования разработки месторождений применяют схемы очагового и избирательного заводнения, в этом случае нагнетательные и добывающие скважины располагают не в соответствии с принятой упорядоченной системой разработки, а на отдельных выборочных участках пластов.

Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности. Наиболее широко применяются площадные системы заводнения, которые по числу скважино-точек могут быть четырех-, пяти-, семи-, девяти- и тринадцатиточечные.

Системы заводнения бывают (проектируются) обращенные или необращенные (прямые). При обращенной системе заводнения в центре элемента располагается нагнетательная скважина, добывающие скважины расположены по углам элемента. При необращенной (прямой) системе заводнения в центре элемента располагается добывающая скважина, нагнетательные скважины расположены по углам элемента.

Каждую систему характеризует параметр интенсивности системы заводнения. При однорядной, четырех- (рис. 3.7, *а*), пяти- (рис. 3.7, *б*) точечной (рис. 3.7, *б*) системе заводнения параметр интенсивности равен 1:1. При прямой семиточечной (рис. 3.7, *в*) – 1:2, т.е. на одну добывающую скважину приходится две нагнетательные скважины, девятиточечной (рис. 3.7, *з*) – 1:3 – на одну добывающую скважину приходится три нагнетательные скважины, тринадцатиточечной – 1:3,5. При обращенной системе – соответственно 2:1; 3:1; 3,5:1.

Линейная система (рис. 3.7, *д*, *е*) – это однорядная система блокового заводнения, причем скважины размещаются в шахматном порядке. Отношение нагнетательных и добывающих скважин в этом случае составляет 1:1.

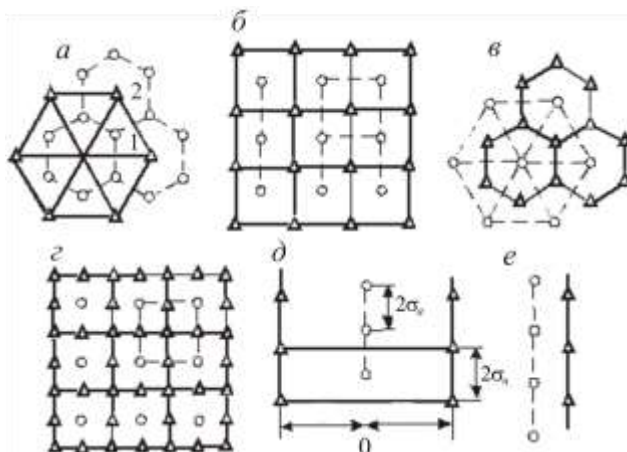


Рис. 3.7. Площадная четырех- (*а*), пяти- (*б*), семи- (*в*), девятиточечная (*з*) и линейная (*д*, *е*) системы заводнения (с выделенными элементами)

Площадное заводнение эффективно при разработке объектов со значительной площадью нефтеносности с малопроницаемыми коллекторами. Его эффективность увеличивается с повышением однородности, толщины пласта, а также с уменьшением вязкости нефти.

3.5. Приток жидкости и газа к скважинам

Фильтрация жидкости или газа по пласту в районе расположения скважины в большинстве случаев имеет радиальный или близкий к радиальному характер (линии тока направлены по радиусам окружностей, центром которых является центр скважины). Для определения дебита при установившейся радиальной фильтрации жидкости используют формулу Дюпюи:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости, м³/с; k – проницаемость пласта, м²; h – толщина пласта, м; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; $P_{\text{пл}}$ – давление на круговом контуре питания радиусом $R_{\text{к}}$, Па; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, Па; $r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м.

Для газа используют формулу

$$Q_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot k \cdot h (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}{\mu_{\text{г}} \cdot P_{\text{ат}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{г}}$ – объемный расход газа при атмосферном давлении $P_{\text{ат}}$, м³/с; $\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость газа, Па·с.

3.6. Проектирование разработки залежей нефти

Под разработкой нефтяного или газового месторождения понимается управление процессом движения жидкостей и газа в пласте к добывающим скважинам при помощи определенной системы

размещения установленного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их в эксплуатацию, установления и поддержания намеченного режима их работы, регулирования баланса пластовой энергии.

Проектирование системы разработки нефтяного месторождения – это совокупность взаимосвязанных инженерных решений, характеризующих объект разработки, включает последовательность, темп разбуривания и обустройства месторождения (залежи); наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды. Построить систему разработки месторождения означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений. Система заводнения определяется взаимным расположением забоев добывающих и нагнетательных скважин и контуров нефтеносности. Выбор схемы размещения скважин, расстояния между забоями скважин, определение их числа, системы заводнения и режима разработки – основные задачи разработки нефтяных месторождений, которая решается комплексно с учетом геологических, технических и экономических факторов. При этом расчет строят таким образом, чтобы обеспечить заданный отбор из месторождения минимальным числом скважин с наибольшими дебитами в течение длительного срока эксплуатации и с наименьшими затратами на обустройство промысла.

Составной частью проектирования и осуществления рациональной системы разработки является выделение эксплуатационных объектов. 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. В один эксплуатационный объект следует соединять пласты примерно с одинаковыми величинами проницаемости, пористости и пластового давления, пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами.

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 процессе разработки объекты могут объединяться или разделяться. В объект разработки может быть включен один или несколько пластов или залежей одного месторождения. На одном месторождении возможна разработка одного или нескольких объектов самостоятельной или одной сеткой скважин. Основные особенности объекта разработки – наличие в нем промышленных запасов нефти и определенной, присущей данному объекту, группы скважин, при помощи которых он разрабатывается.

3.7. Параметры системы разработки

Системы разработки характеризуется следующими параметрами:

1. Плотность сетки скважин. Под сеткой скважин понимают сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте. Правильный выбор сетки скважин – важнейшее звено в обосновании рациональной системы разработки объекта. К важнейшим показателям сетки основного фонда скважин относится ее плотность, которая характеризуется расстояниями (м) между скважинами и между рядами, а также удельной площадью $S_{\text{осн}}$ на одну скважину (га/скв.). На выбор плотности сетки скважин существенное влияние может оказывать глубина залежи.

Плотность сетки скважин S_c , $\frac{\text{м}^2}{\text{скв.}}$, равна площади нефтеносности залежи S , приходящейся на одну добывающую и нагнетательную скважину:

$$S_c = \frac{S}{n_0}, \quad (3.6)$$

здесь

$$n_0 = n_d + n_n,$$

где n_d и n_n – число соответственно добывающих и нагнетательных скважин.

Из экономических соображений при прочих равных условиях для глубокозалегающих пластов целесообразными могут оказаться более разреженные сетки по сравнению с сетками при небольших глубинах. В таких случаях разреженную сетку сочетают с более активной системой воздействия. Однако необходимо учитывать, что по объектам с неблагоприятной геологической характеристикой при разреженных сетках потери нефти в недрах возрастают. Выбранную для конкретного объекта с учетом всех факторов плотность сетки называют оптимальной.

2. Иногда используют параметр S_d , $\frac{M^2}{\text{скв.}}$, равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину, т.е.

$$S_d = \frac{S}{n_d}. \quad (3.7)$$

3. Параметр акад. А.П. Крылова $A_n \left(\frac{T}{\text{скв.}} \right)$, равный отношению начальных извлекаемых запасов нефти Q_0 к общему числу скважин на залежи (иногда к числу только добывающих скважин), т.е.

$$A_n = \frac{Q_0}{n_0} \text{ или } A_n = \frac{Q_0}{n_d}. \quad (3.8)$$

Очевидно, что этот параметр несет в себе важное экономическое содержание, поскольку определяет рентабельность бурения скважин и для каждого района имеет свое значение.

4. Параметр интенсивности системы заводнения m , равный отношению числа нагнетательных к числу добывающих скважин (или наоборот), т.е.

$$m = \frac{n_n}{n_l}. \quad (3.9)$$

5. Параметр m_p , равный отношению числа резервных скважин, бурящихся дополнительно к основному фонду скважин (для регулирования разработки), к общему числу скважин, т.е.

$$m_p = \frac{n_p}{n_0} \approx 0,1 \equiv 0,5. \quad (3.10)$$

6. Удельный извлекаемый запас нефти (N_c) – отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин, т/скв.:

$$N_c = N/n, \quad (3.11)$$

где N – извлекаемые запасы нефти.

7. Параметр ω_p равен отношению числа резервных скважин к общему числу скважин основного фонда ($n_{\text{наг}} + n_{\text{доб}}$):

$$\omega_p = n_{\text{рез}}/(n_{\text{наг}} + n_{\text{доб}}). \quad (3.12)$$

Фонд скважин – общее число нагнетательных и эксплуатационных скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Он подразделяется на основной и резервный. Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации проектной системы разработки. Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и повышения эффективности системы воздействия на пласт.

Системы разработки с заводнением обеспечивают наибольший эффект при разработке залежей маловязкой нефти, приуроченных к продуктивным пластам с умеренной неоднородностью и повышенной проницаемостью.

3.8. Влияние плотности сетки скважин на основные показатели разработки

Скважины могут размещаться по равномерным сеткам (квадратным и треугольным) и неравномерным – прямоугольным или сгущающимся. Плотность сетки скважин, эксплуатирующих тот или иной пласт (объект разработки), есть отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин ($\text{м}^2/\text{скв.}$ или $\text{га}/\text{скв.}$, $1 \text{ га} = 10^4 \text{ м}^2$). Например, при расстояниях между рядами скважин 500 м и между скважинами в ряду 400 м плотность сетки составляет $20 \times 10^4 \cdot \text{м}^2/\text{скв.}$ (20 га/скв.).

От принятой сетки размещения скважин зависит годовая добыча нефти, жидкости, темпы их отбора; срок разработки месторождения, конечная нефтеотдача (КИН), скорость обводнения продукции скважин, динамика пластового давления и другие показатели. Выбор схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин по площади, определение их числа и взаимное расположение – основные задачи при разработке нефтяных месторождений.

Эта задача решается комплексно с учетом геолого-физических свойств пластов и флюидов (вязкость нефти, проницаемость, толщина, глубина залегания пласта, его неоднородность, наличие связи между законтурной и внутриконтурной зонами, величина месторождения и др.), технологических (режима работы залежи, система размещения скважин и расстояние между ними или плотность сетки, наличие закачиваемого агента), технических (наличие оборудования) и экономических факторов (стоимости проекта и цены на нефть внутри государства и при продаже зарубежным потребителям).

Определяющими факторами при выборе плотности сетки скважин (расстоянием между скважинами) являются проницаемость пласта и вязкость нефти. При низкой проницаемости, высокой расчлененности и неоднородности пласта, при повышенной и высокой вязкости нефти (более 20 и 40 мПа·с) пласта выбирается более плотная сетка скважин.

При более плотной сетке скважин наблюдается, с одной стороны, повышение таких показателей, как годовые отборы нефти, жидкости, темпы их отбора, уменьшение продолжительности времени

разработки и повышение КИН, с другой стороны – более быстрое обводнение продукции скважин и, самое главное, увеличение стоимости проекта.

3.9. Технологические показатели разработки залежей нефти

К основным технологическим показателям, характеризующим процесс разработки нефтяного месторождения (залежи), относятся: годовая и накопленная добыча нефти, жидкости, газа; годовая и накопленная закачка агента (воды); обводненность добываемой продукции; отбор нефти от извлекаемых запасов; фонд добывающих и нагнетательных скважин; темпы отбора нефти; компенсация отбора жидкости закачкой воды; коэффициент нефтеизвлечения текущий и конечный (проектный); дебиты скважин по нефти и по жидкости; приемистость скважин; динамика пластового давления, объемы бурения, ввод скважин добывающих и нагнетательных, вывод скважин из эксплуатации и др.

Эффективность процесса разработки оценивается также по соотношению доли извлеченной нефти от начальных извлекаемых ее запасов и текущей обводненности, по текущему и накопленному балансу закачки воды и отбора жидкости из залежи, по снижению пластового давления (по отношению к начальному значению) и др.

Рассмотрим методику расчета основных технологических показателей процесса разработки нефтяного месторождения (залежи).

1. Годовая добыча нефти (q_t , т/год) – добыча нефти из всех добывающих скважин за один год. Добыча нефти на перспективный период определяется с использованием различных методик и компьютерных программ. При разработке залежей на завершающих стадиях (при снижающейся добыче нефти) годовую добычу нефти (q_t) и количество добывающих ($n_{тд}$) и нагнетательных скважин ($n_{нн}$) можно определить по формулам [11]:

$$q_t = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_{ост}} t}, \quad (3.13)$$

$$n_{тд} = n_{0д} \cdot e^{-\frac{t}{T \cdot n_{0д}}} \quad (3.14)$$

$$n_{\text{н}} = n_{0\text{н}} \cdot e^{\frac{t}{T \cdot n_{0\text{н}}}}, \quad (3.15)$$

где t – порядковый номер расчетного года ($t = 1, 2, 3, 4, 5, \dots, 10$); q_0 – амплитудная добыча нефти за 10-й год; $e = 2,718$ – основание натурального логарифма; $Q_{\text{ост}}$ – остаточные извлекаемые запасы нефти; $n_{0\text{д}}$ и $n_{0\text{н}}$ – количество скважин на начало расчетного года, соответственно добывающих и нагнетательных; T – средний срок эксплуатации скважины, лет; при отсутствии фактических данных за T можно принять нормативный срок амортизации скважины (20 лет).

2. Годовой темп отбора нефти $t_{\text{низ}}$ – отношение годовой добычи (q_t) к начальным извлекаемым запасам ($Q_{\text{низ}}$), %:

$$t_{\text{низ}} = q_t / Q_{\text{низ}}. \quad (3.16)$$

3. Годовой темп отбора нефти $t_{\text{оиз}}$, % от остаточных (текущих) извлекаемых запасов – отношение годовой добычи (q_t) к остаточным извлекаемым запасам ($Q_{\text{оиз}}$) – остаточные извлекаемые запасы нефти на начало расчета (разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей нефти на начало расчетного года):

$$t_{\text{оиз}} = q_t / Q_{\text{оиз}}. \quad (3.17)$$

4. Добыча нефти с начала разработки (накопленный отбор нефти) $Q_{\text{нак}}$ – сумма годовых отборов нефти на конец года, тыс. т:

$$Q_{\text{нак}} = q_{t1} + q_{t2} + q_{t3} + \dots + q_{t(m-1)} + q_{tm}. \quad (3.18)$$

5. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов C_Q – отношение накопленного отбора нефти к начальным извлекаемым запасам), %:

$$C_Q = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{низ}}. \quad (3.19)$$

6. Коэффициент извлечения нефти (КИН), или коэффициент нефтеотдачи, – отношение накопленного отбора нефти к начальным геологическим или балансовым запасам нефти, д. ед.:

$$\text{КИН} = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{бал}}. \quad (3.20)$$

7. Добыча жидкости с начала разработки $Q_{\text{ж}}$ – сумма годовых отборов жидкости ($q_{\text{ж}}$) на текущий год, тыс. т:

$$Q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}1} + q_{\text{ж}2} + q_{\text{ж}3} + \dots + q_{\text{ж}n-1} + q_{\text{ж}n}. \quad (3.21)$$

8. Среднегодовая обводненность W (доля воды в продукции скважин) отношение годовой добычи воды ($q_{\text{в}}$) к годовой добыче жидкости ($q_{\text{ж}}$), %:

$$W = q_{\text{в}} / q_{\text{ж}}. \quad (3.22)$$

9. Закачка воды с начала разработки – сумма годовых значений закачки воды ($q_{\text{зак}}$) на конец отчетного года, тыс. м³:

$$Q_{\text{зак}} = q_{\text{зак}1} + q_{\text{зак}2} + q_{\text{зак}3} + \dots + q_{\text{зак}n-1} + q_{\text{зак}n}. \quad (3.23)$$

10. Компенсация отбора жидкости закачкой воды за год (текущая) – отношение годовой закачки воды к годовой добыче жидкости, %:

$$K_{\text{г}} = q_{\text{зак}} / q_{\text{ж}}. \quad (3.24)$$

11. Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки (накопленная компенсация) – отношение накопленной закачки воды к накопленному отбору жидкости, %:

$$K_{\text{нак}} = Q_{\text{зак}} / Q_{\text{ж}}. \quad (3.25)$$

12. Добыча нефтяного попутного газа за год определяется путем умножения годовой добычи нефти на газовый фактор ($\Gamma_{\text{ф}}$), млн м³:

$$q_{\text{газ}} = q_{\text{т}} \Gamma_{\text{ф}}. \quad (3.26)$$

13. Добыча нефтяного попутного газа с начала разработки – сумма годовых отборов газа, млн м³:

$$Q_{\text{газ}} = q_{\text{газ}1} + q_{\text{газ}2} + q_{\text{газ}3} + \dots + q_{\text{газ}n-1} + q_{\text{газ}n}. \quad (3.27)$$

14. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по нефти – отношение годовой добычи нефти к среднегодовому количеству добывающих скважин ($n_{\text{доб}}$) и количеству дней в году ($T_{\text{г}}$) с учетом коэффициента эксплуатации добывающих скважин ($K_{\text{э.д.}}$), т/сут:

$$q_{\text{скв.д}} = q_t / n_{\text{доб}} T_{\Gamma} K_{\text{э.д}}, \quad (3.28)$$

где $K_{\text{э.д}}$ равен отношению суммы отработанных всеми добывающими скважинами дней (суток) в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней (суток) в году и принят равным 0,98.

15. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по жидкости – отношение годовой добычи жидкости к среднегодовому количеству добывающих скважин и количеству дней в году с учетом коэффициента эксплуатации добывающих скважин, т/сут:

$$q_{\text{скв.ж}} = q_{\text{ж}} / n_{\text{доб}} T_{\Gamma} K_{\text{э.д}}. \quad (3.29)$$

16. Среднегодовая приемистость одной нагнетательной скважины – отношение годовой закачки воды к среднегодовому количеству нагнетательных скважин ($n_{\text{наг}}$) и количеству дней в году с учетом коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин ($K_{\text{э.н}}$), м³/сут:

$$q_{\text{скв.н}} = q_{\text{зак}} / n_{\text{наг}} T_{\Gamma} K_{\text{э.н}}, \quad (3.30)$$

где $K_{\text{э.н}}$ равен отношению суммы отработанных всеми нагнетательными скважинами дней в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней в году.

17. Пластовое давление на 20-й год разработки имеет тенденцию к снижению, если накопленная компенсация $K_{\text{нак}}$ менее 120 %, т.е. $P_{\text{пл } t} \leq P_{\text{пл н}}$; если накопленная компенсация в пределах от 120 до 150 %, то пластовое давление близко или равно начальному $P_{\text{пл } t} = P_{\text{пл н}}$; если накопленная компенсация более 150 %, то пластовое давление имеет тенденцию к увеличению и может быть выше начального $P_{\text{пл } t} \geq P_{\text{пл н}}$.

3.10. Стадии разработки залежей нефти

При разработке нефтяного месторождения (залежи) выделяют несколько временных стадий.

Первая стадия – освоение эксплуатационного объекта – характеризуется ростом текущей добычи нефти до максимального уровня, увеличением действующего фонда скважин (до 0,6–0,8 от мак-

симального); снижением пластового давления, незначительной обводненностью добываемой продукции. Продолжительность стадии – до 4–5 лет. Резкий перелом кривой текущих отборов нефти в сторону ее выполаживания (выравнивания) свидетельствует об окончании первой стадии. Коэффициент извлечения нефти на первой стадии может достигать 10 %.

Вторая стадия соответствует наиболее высокому текущему уровню добычи нефти, сохраняющемуся в течение некоторого времени (от 1–2 до 5–7 лет, иногда более этого срока). Фонд скважин в течение второй стадии увеличивается до максимального (в основном за счет резервных скважин). Обводненность продукции увеличивается с темпом от 2–3 до 5–7 % в год. Основная часть фонтанирующих скважин переводится на механизированную эксплуатацию. Ряд добывающих скважин переводится под нагнетание воды, начинается освоение системы поддержания пластового давления. Небольшая часть скважин из-за высокой обводненности начинает выводиться из эксплуатации. Коэффициент нефтеизвлечения достигает 10–20 %, а для залежей с длительной по времени «полкой» – до 25–35 %. Отбор жидкости из залежи увеличивается с ростом обводненности, однако текущая добыча нефти с некоторого момента времени начинает постепенно уменьшаться.

Начало **третьей** стадии соответствует существенному росту темпа снижения текущей добычи нефти при росте обводненности продукции скважин, достигающей к концу стадии 75–85 %. В полном объеме функционирует система поддержания пластового давления. Добывающий фонд скважин уменьшается из-за перевода части скважин в нагнетательный фонд и вывода добывающих скважин из эксплуатации по причине их высокой обводненности или неудовлетворительного технического состояния. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Продолжительность стадии достигает 10–15 лет и более, коэффициент нефтеизвлечения увеличивается до 10–20 % при высоковязкой и 40–50 % – при маловязкой нефти.

Четвертая (завершающая) стадия характеризуется медленным темпом снижения текущих отборов нефти (темп отбора около 1 % в год от начальных извлекаемых запасов – НИЗ), высокой об-

водненностью (более 80 %) и медленным ростом ее во времени, существенным уменьшением фонда действующих скважин; продолжительность стадии относительно велика и сопоставима с продолжительностью первых трех стадий, достигая 20 и более лет; отключение добывающих скважин происходит при 98–99%-ной обводненности; нефтеотдача при эффективной разработке залежей достигает проектной или приближается к ней (обычно скорректированной на заключительных стадиях по величине НИЗ и коэффициенту нефтеотдачи); в течение четвертой стадии из залежей добывают до 15–25 % извлекаемых запасов нефти. Примерные характеристики показателей разработки нефтяного месторождения на конец каждой стадии приведены табл. 3.1.

Таблица 3.1

Показатели разработки нефтяного месторождения

Наименование показателей	Единицы измерения	Стадии разработки			
		1	2	3	4
Годовой темп отбора нефти	%	0,5	10	3	0,05
Среднегодовая обводненность	%	1	5	80	98
Отбор от извлекаемых запасов	%	7	15	80	100
Годовой темп отбора жидкости	%	10	15	30	10
Нефтеотдача	доли ед.	0,05	0,1	0,4	0,5
Годовая компенсация отбора жидкости закачкой воды	%	0	15	150	50
Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды	%	0	5	140	120
Продолжительность стадии	лет	3	5–10	50	100

Приведенные при описании стадий значения показателей (темпы добычи нефти, коэффициенты нефтеизвлечения и др.) могут существенно изменяться при разработке трещиновато-кавернозных и трещиновато-пористых пластов.

График разработки нефтяного месторождения показан на рис. 3.8, где можно выделить окончание первой стадии – 1975 год, второй стадии – 1977 год, третьей – 1984–1985 годы и остальное время – четвертая стадия.

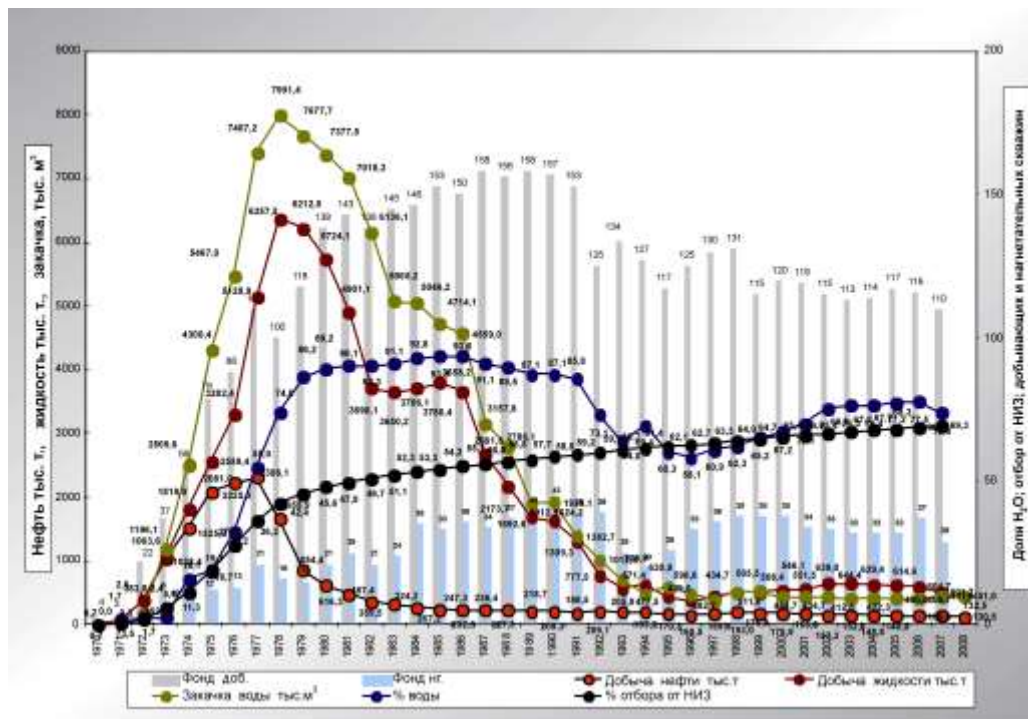


Рис. 3.8. График разработки нефтяного месторождения

3.11. Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти

Рациональной системой разработки называется такая система, которая обеспечивает максимальные значения уровней добычи нефти и коэффициента нефтеизвлечения при минимальных (оптимальных) материальных, трудовых и финансовых затратах. При заданной добыче нефти по залежи какая-либо одна система не может обеспечить минимальные народно-хозяйственные издержки на единицу добычи нефти при возможно более полном использовании промышленных запасов нефти. Большое значение имеют данные исследования по взаимодействию скважин. От правильного решения вопроса взаимодействия скважин зависит выбор рациональной системы разработки.

Определяется такая система совокупностью многих факторов: системой размещения и плотностью сетки скважин; взаимным расположением нагнетательных и добывающих скважин; расстоянием между скважинами и рядами; уровнями добычи нефти и жидкости; текущим и конечным коэффициентами нефтеотдачи; темпами разработки; текущей и предельной обводненностью продукции; выводом скважин из эксплуатации и переносом фронта нагнетания воды; вводом и расположением резервных скважин; режимами работы залежи и способами эксплуатации скважин, регулированием процесса разработки, применением методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов.

Рациональная система разработки должна обеспечивать возможность длительной эксплуатации обводненных скважин с различными дебитами на разных этапах обводнения и с проведением всего цикла работ с обводненными скважинами. Каждый участок залежи должен разрабатывать и извлекать запасы теми скважинами, которые на нем расположены. Перенос фронта нагнетания возможен, но только после полного завершения разработки обводняющейся части залежи. Форсированный отбор жидкости из неодно-

родных пластов должен проводиться в основном скважинами того участка, на котором они расположены.

К условиям, определяющим рациональную разработку залежей (объектов) и эксплуатацию скважин с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды, относятся:

а) равномерное разбуривание залежей, исключающее выборочную отработку запасов;

б) минимальный уровень забойных давлений добывающих скважин, исключающий возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за эксплуатационной колонной;

в) заданные давления на линии нагнетания или на устье нагнетательных скважин;

г) предусмотренные проектным документом способы эксплуатации скважин;

д) запроектированные мероприятия по регулированию разработки (отключение высокообводненных скважин, перенос фронта нагнетания, нестационарное воздействие и т.п.);

е) допустимая скорость фильтрации в призабойной зоне (в условиях разрушения пород-коллекторов);

ж) допустимые дебиты скважин или депрессии (в условиях образования водяных или газовых конусов, песчаных пробок);

з) допустимый максимальный газовый фактор по скважинам (в условиях газовой или газоводяной репрессии на пласт).

3.12. Характеристики вытеснения нефти, их сущность и практическое значение

Характеристиками вытеснения нефти называют построенные по фактическим данным графические зависимости накопленной добычи нефти от накопленных или текущих значений добычи жидкости или воды. Экстраполяция этих зависимостей на перспективу позволяет рассчитывать ожидаемые технологические показатели разработки по отбору нефти и жидкости, технологическую эффективность различных геолого-технических мероприятий на скважинах, а также вовлеченные в разработку извлекаемые запасы нефти.

По своей сущности характеристики вытеснения представляют собой кривые фазовых проницаемостей для нефти и воды, построенные по промысловым, т.е. фактическим данным.

Достоинствами метода прогноза, основанного на использовании характеристик вытеснения, являются: ограничение минимумом исходной геолого-физической информации для выбора способа прогноза; обработка фактического материала эксплуатации залежей; интегральный учет геолого-физических характеристик и некоторых технологических особенностей разработки; простота применения данного метода прогноза. Извлекаемые запасы нефти определяются по характеристикам вытеснения непосредственно, т.е. без предварительного значения балансовых запасов нефти и проектного КИН, определение которых в отдельных случаях затруднено. При построении характеристик вытеснения годовые и накопленные показатели по добыче нефти и воды должны выражаться в объемных единицах в пластовых условиях, так как характеристики вытеснения отображают процесс фильтрации водонефтяной смеси в пласте.

Характеристиками вытеснения называются статистические зависимости между фактическими величинами – $Q_{нт}^*, Q_{вт}^*, Q_{жл}$,

$W_t = \frac{Q_{вт}}{Q_{нт}}$, накопленными с начала разработки соответственно добычей нефти, воды, жидкости, водонефтяным фактором на ряд фиксированных дат t . Это так называемые **интегральные** показатели.

Текущие – $q_{нт}, q_{вт}, q_{жл}, f_{вт}$ (за месяц, квартал или год) – соответственно добыча нефти, воды, жидкости и обводненность продукции скважин – это **дифференциальные** показатели. Величины, обозначенные «звездочками», являются основными, все другие могут быть выведены из них, т.е. являются производными от основных. Исходные данные для построения характеристик вытеснения берутся из паспортов разработки объекта (или паспортов скважин, если строятся скважинные характеристики вытеснения).

Существует большое количество связей между характеристиками вытеснения. Это связано с необходимостью получения урав-

нений полностью или частично линейного вида для того, чтобы облегчить процедуру их экстраполяции на перспективный период, поскольку именно методом экстраполяции определяются прогнозные показатели разработки. Обилие связей объясняется еще и тем, что каждая из них дает различные результаты (например, при расчете остаточных извлекаемых запасов нефти), и для получения более или менее надежных прогнозных показателей их необходимо рассчитать по нескольким уравнениям, а затем принять осредненные величины. Наиболее широкое распространение получили следующие уравнения:

$$\text{Г.С. Камбаров} - Q_{\text{ж}} \cdot Q_{\text{н}} = f(Q_{\text{ж}});$$

$$\text{А.М. Пирвердян} - Q_{\text{н}} = f\left(\frac{1}{\sqrt{Q_{\text{ж}}}}\right);$$

$$\text{Б.Ф. Сазонов} - Q_{\text{н}} = f(\ln Q_{\text{ж}}); \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}}\right)^2 = f(Q_{\text{ж}}^2);$$

$$\text{М.И. Максимов} - Q_{\text{н}} = f(\ln Q_{\text{в}});$$

$$\text{С.Н. Назаров} - \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = f(Q_{\text{в}});$$

$$\text{А.М. Говоров} - \ln(Q_{\text{н}}) = f(\ln Q_{\text{в}});$$

$$\text{А.А. Казаков} - Q_{\text{н}} = f(Q_{\text{ж}});$$

$$\text{Н.В. Сыпачев} - \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = f(Q_{\text{в}});$$

$$\text{Г.П. Гусейнов} - Q_{\text{н}} = f\left(\frac{1}{Q_{\text{ж}}}\right);$$

$$\text{В.М. Шафран} - Q_{\text{н}} = f(e^{-Q_{\text{ж}}});$$

$$\text{А.В. Копытов} - Q_{\text{н}} = f\left(\frac{1}{t}\right);$$

$$\text{А. Форест, Ф.А. Гарб, Э.Х. Циммерман} - Q_n = f\left(\ln \frac{q_b}{q_n}\right);$$

$$\text{Г.Г. Мовмыга} - Q_n = f\left(\frac{q_n}{q_{жк}}\right);$$

$$\text{А.И. Вашуркин} - \ln(Q_{жк}) = f\left(\ln \frac{q_n}{q_{жк}}\right),$$

где t – время с начала разработки, годы, мес., сут.

3.13. Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений

В процессе разработки пластовое давление, а вместе с ним и общая добыча нефти изменяется. Задачами контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений являются: выполнение утвержденных технологических режимов работы скважин (депрессия, отбор нефти и нефтяного газа, давление на забое и устье скважины и др.); обеспечение равномерного продвижения контуров водоносности; обоснование методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин; бурение новых скважин; перенос фронта нагнетания агента, организация очагового и избирательного заводнения; регулирование и изменение отборов жидкости по отдельным скважинам или группам скважин, другие мероприятия с целью обеспечения наиболее полной выработки запасов нефти по площади и разрезу залежи.

За перераспределением давления в пласте наиболее просто наблюдать по картам изобар, составленным на различные даты. Пластовое давление в отдельных скважинах определяется их установкой и распределением дебитов по скважинам. Для получения более полноценной карты изобар из большого числа эксплуатируемых скважин выбирают группу опорных скважин, в которых обязательно раз в квартал проводится замер пластового давления, результаты замеров используются для составления карты. Кроме того, выделяют специальные скважины – пьезометрические. Обычно это скважины из числа разведочных, попавших в законтурную (водя-

ную) часть пласта или в газовую шапку, а также из числа обводнившихся нефтяных скважин. Среднее давление по пласту может быть определено как среднеарифметическое или средневзвешенное по площади по данным замеров отдельных скважин. Пьезометрические скважины позволяют уточнить не только карту изобар, но и получить данные для суждения о некоторых свойствах пласта в законтурной области.

Контроль за изменением дебитов нефти, жидкости и содержанием воды в продукции является основной задачей и осуществляется с самого начала развития нефтедобывающей промышленности. Важное значение имеет и наблюдение за изменением газового фактора, особенно при разработке нефтегазовых залежей и нефтяных залежей, эксплуатируемых в условиях режима растворенного газа. Правильное заключение о состоянии разработки залежей невозможно без систематических исследований скважин на приток жидкости в условиях установившихся и неустойчивых отборов (метод восстановления давления).

Для более точного регулирования закачки воды необходимо знать количество отбираемой и закачиваемой жидкости отдельно в каждый пласт. В добывающих скважинах количество добываемой жидкости можно установить с помощью специального прибора – глубинного дебитомера. В нагнетательных скважинах – глубинным расходомерами. Позднее составляются профили приемистости или отдачи соответственно по нагнетательным и добывающим скважинам. Для выяснения точного местоположения поглощающих пластов можно применять метод изотопов. При этом способе в скважину закачивают порцию воды, в которую добавляют радиоактивный изотоп. Затем с помощью радиокаротажа определяют местоположение пластов, поглотивших радиоактивные изотопы.

3.14. Регулирование разработки залежей нефти

В процессе разработки нефтяного пласта условия непрерывно меняются. По мере выработки запасов нефти под воздействием наступающей воды или газа чисто нефтяная площадь сокращается. В добываемой продукции все большую часть начинает занимать

вода, что приводит к снижению добычи нефти. Сильно снижаются дебиты скважин и общая добыча нефти при прорывах газа из газовой шапки в добывающие скважины.

Под регулированием разработки нефтяных месторождений понимают целенаправленное поддержание и изменение условий эксплуатации залежей в рамках ранее принятых технологических решений с целью достижения возможно высоких технологических (коэффициенты нефтеотдачи, темпы отбора нефти) и экономических показателей разработки. Для того чтобы поддержать добычу нефти, сильно обводнившиеся и загазовавшиеся скважины выключают из эксплуатации и взамен их, если имеется такая возможность, вводят в эксплуатацию новые ряды скважин или уплотняют сетку существующих скважин (обычно в пределах чисто нефтяной части площади). В целях увеличения отбора жидкости, а вместе с этим и добычи нефти форсируют также дебиты скважин с одновременным увеличением объемов закачиваемой в пласт воды.

Главнейшей же задачей регулирования разработки нефтяных пластов является обеспечение условий и проведение мероприятий, способствующих максимальному извлечению нефти из недр. Этого можно достигнуть, если весь объем нефтенасыщенной части пласта будет охвачен процессом вытеснения, т.е. при коэффициенте охвата, приближающемся к 100 %, и при максимальном в данных геологических и экономических условиях коэффициенте вытеснения.

Регулирование процесса разработки складывается из трех основных элементов: 1) обоснования системы размещения скважин, обеспечивающей наиболее полный охват процессом вытеснения нефти, т.е. полноценную выработку запасов; в процессе разработки условия меняются, а в соответствии с этим должна изменяться и система размещения скважин; 2) регулирования отборов жидкости и закачки воды по скважинам, с помощью которого достигается максимальный коэффициент вытеснения нефти; 3) контроля за правильностью разработки.

Основной задачей регулирования разработки является обеспечение равномерного продвижения контуров нефтеносности (парал-

лельно их первоначальному положению) за счет бурения новых скважин, переноса фронта нагнетания воды, организации очагового и избирательного заводнения, изменения отборов жидкости и закачки воды в отдельные скважины или группы скважин, обработки прискважинных зон продуктивных пластов (ОЗП) и других мероприятий с целью обеспечения наиболее полной выработки запасов нефти по площади и разрезу залежи.

3.15. Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях

Основные характеристики стадий разработки нефтяного месторождения (залежи) приведены в подразд. 3.9.

К особенностям разработки залежей нефти на завершающих стадиях относится следующее:

- сокращение чисто нефтяной площади разработки, вывод добывающих скважин из эксплуатации, отключение добывающих рядов скважин;

- в добывающей продукции большую часть занимает вода (обводненность доходит до 60–70 % и выше), остановка добывающих скважин в связи с высоким содержанием воды в продукции добывающих скважин (98–99 %);

- снижаются дебиты скважин и общая добыча нефти, годовые темпы отбора нефти 1 % и менее;

- организация форсированного отбора жидкости по некоторым добывающим скважинам (особенно по высокодебитным);

- организация барьерного заводнения для предотвращения прорыва газа из газовой шапки;

- бурение резервных скважин, бурение новых скважин, горизонтальное бурение, бурение вторых стволов, ввод их в эксплуатацию;

- ввод новых нагнетательных скважин, организация выработки невовлеченных и остаточных запасов путем организации очагового заводнения;

– главным мероприятием на данном этапе является максимальное извлечение нефти, достижение проектного коэффициента нефтеотдачи;

- замедление темпов снижения добычи нефти;
- проведение мероприятий по сокращению добычи воды;
- изменение технологических режимов работы скважин;
- опережающее обводнение некоторых скважин, образование «языков обводнения», неравномерное продвижение ВНК (рис. 3.9);

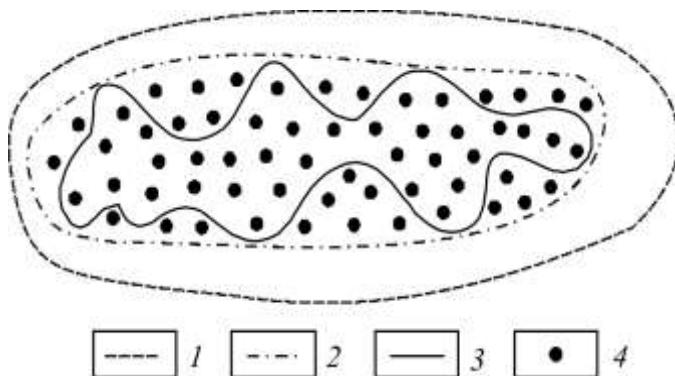


Рис. 3.9. Образование «языков обводнения»: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – линии обводнения залежи; 4 – скважины

- выравнивание профилей приёмистости и отдачи в скважинах;
- изменение направлений фильтрационных потоков;
- перевод скважин с других горизонтов и др.

4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения

На начальном этапе сведения о месторождении получают по данным разведочных скважин и сейсморазведочных работ, затем, по мере разбуривания и ввода эксплуатационного фонда, объем информации возрастает, что в большинстве случаев приводит к существенной корректировке представлений о месторождении. Изменение знаний об объектах разработки закономерно отражается и на проектных решениях. Технологическими проектными документами являются:

- планы пробной эксплуатации разведочных скважин;
- 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; дополнения к технологическим схемам опытно-промышленной разработки; дополнения к технологическим схемам разработки. В этих дополнениях может проводиться уточнение или пересмотр отдельных проектных решений, не меняющие утвержденных принципиальных положений технологических проектных документов. Такие же задачи могут решаться и при авторском надзоре за выполнением технологических схем и проектов разработки.

В общем случае последовательность проектирования разработки включает формирование базы исходных данных; гидродинамические расчеты технологических показателей разработки, оценку экономических показателей и выбор рационального варианта разработки.

4.2. Общая характеристика проектных документов

Инициатором подготовки проектно-технологической документации (ПТД) является недропользователь, им готовится техническое задание (ТЗ) на выполнение работы научной организацией. В ТЗ недропользователем ставятся задачи, которые необходимо решить при выполнении ПТД. На основе этого технического задания проектной организацией составляется календарный план выполнения работы. При необходимости ключевые моменты работы согласуются с заказчиком. Обычно это касается качества создаваемых геологических и геолого-технологических моделей, уровней отборов, величин конечных коэффициентов извлечения нефти.

Выполненная работа проходит приемку у заказчика, которая включает экспертизу и защиту на научно-техническом совете (НТС) заказчика. Затем недропользователь представляет работу в ФГУ «Экспертнефтегаз», где проводится государственная экспертиза. При положительном заключении экспертизы работа выносится на заседание Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений (ЦКР). На ЦКР недропользователь и автор работы проходят ее защиту. При положительном решении комиссии составляется протокол заседания, который и является тем заключительным документом, которым утверждаются решения, предложенные в ПТД. После утверждения протокола заместителем министра он обретает юридическую силу. Все государственные органы, контролирующие выполнение лицензионных соглашений и правильности разработки месторождения, руководствуются решениями, утвержденными этим протоколом.

Проекты пробной эксплуатации разведочных скважин и проекты пробной эксплуатации залежей (участков залежей) предназна-

ны для уточнения геолого-физических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов. Они включают комплекс исследований скважин, результаты которых являются основанием для подсчета запасов нефти. Проект пробной эксплуатации согласовывается с местными органами Ростехнадзора РФ. Технологическая схема опытно-промышленной разработки залежи или участка залежи, технологическая схема разработки залежи (месторождения), проект разработки месторождения, проект доработки месторождения по статусу выше и утверждаются ЦКР. В более позднее время разработки или при существенном изменении основных геолого-физических свойств пород и флюидов составляются авторский надзор за реализацией проектов и технологических схем разработки, анализ разработки залежей (месторождений), которые утверждаются также ЦКР.

4.3. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений

Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений (ОПЭ) проводится для получения исходных данных, необходимых для составления проектных документов на разработку и промысловое обустройство, она может быть составлена по одной-двум и более разведочным скважинам. ОПЭ проектируется и осуществляется после проведения на разведочных скважинах полного комплекса геолого-промысловых и геофизических исследований и установления основных физических и литологических характеристик продуктивных пластов, изучения компонентного состава нефти и газа, определения добычных возможностей продуктивных горизонтов, проведения оперативной оценки запасов нефти и газа, установления наличия оторочки газа промышленного значения. До начала реализации проекта опытно-промышленной эксплуатации необходимо оформить земельный отвод, составить и утвердить проект обустройства промысла на период ОПЭ, решить вопросы охраны недр и окружающей среды, получить разрешение территориальных органов Ростехнадзора на проведение ОПЭ.

4.4. Проект пробной эксплуатации

Проект пробной эксплуатации является первой стадией проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков следует понимать временную (сроком не более трех лет) эксплуатацию разведочных скважин и, при необходимости, специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин. Проект пробной эксплуатации согласовывается с местными органами Ростехнадзора РФ.

Технико-экономические расчеты выполняются минимум на 20-летний срок для оценки технологических показателей разработки и «экономичности» проекта.

Целью и задачей является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, содержащихся в них ценных компонентов, построение геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи нефти, газа, конденсата месторождения.

В проекте пробной эксплуатации обосновываются:

- а) предварительная геолого-промысловая модель;
- б) количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;
- в) количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории C_1 (в отдельных случаях и C_2), интервалы отбора керна из них;
- г) основные ожидаемые показатели по фонду скважин, максимальным уровням добычи нефти (жидкости), газа, закачки воды в целом по месторождению;
- д) комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых:
 - для уточнения положения ВНК, ГНК, эффективных толщин, коэффициентов продуктивности добывающих скважин, приемисто-

сти нагнетательных скважин по воде; рациональных депрессий и репрессий;

– изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газа;

Ключевое место в «Проекте пробной эксплуатации» отводится программе проведения исследовательских работ.

4.5. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения

Технологическая схема разработки нефтяных месторождений является одним из основных проектных документов, по которым разрабатывается большинство месторождений России (70 %). Технологические схемы разработки составляются для запасов категорий А, В, С₁ и С₂.

В технологической схеме разработки обосновываются:

- адресная геолого-промысловая модель (статическая);
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- порядок ввода объектов 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 физико-химическими, тепловыми и другими методами повышения нефтеизвлечения из пластов, показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи 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;

– объемы и виды работ по доразведке месторождения;

– вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В технологических схемах рассматриваются, как правило, от трех до пяти вариантов. Техничко-экономические расчеты проводятся на период 20–30 лет ежегодно, затем по 5 и далее по 10 лет до конца разработки. Технологическая схема – проектный документ, определяющий с учетом экономической эффективности принципы воздействия на пласты и предварительную систему промышленной разработки месторождения.

Исходной первичной информацией для составления технологической схемы разработки месторождений являются данные разведки, подсчета запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия, керны и пластовых флюидов, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на проектирование и нормативная база.

В технологических схемах разработки по залежам, значительная часть запасов которых сосредоточена в недостаточно разведанных участках или пластах (запасы категории C_2), проектные решения должны приниматься с учетом необходимости доразведки и перспектив разработки всего месторождения.

Кроме основного фонда эксплуатационных скважин в технологической схеме предусматривается фонд резервных скважин для

вовлечения в разработку запасов отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку основным фондом и выявлены в ходе реализации проектных решений. Число резервных скважин может составлять 10–25 до 30 % в зависимости от изученности объекта, прерывистости пластов, плотности сетки основного фонда и т.д.

4.6. Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения

Проект разработки – основной проектный документ. Он составляется обычно после разбуривания 70 % основного фонда скважин месторождения (залежи) с учетом дополнительных геолого-промысловых данных, полученных в результате реализации утвержденной технологической схемы, результатов специальных исследований, данных авторского надзора. По сравнению с технологической схемой характеризуется большей глубиной проработки отдельных вопросов.

В проектах разработки дается обоснование системы разработки, норм отбора нефти и жидкости, системы регулирования разработки; программы и объем исследовательских работ, в том числе по контролю за разработкой. Выполняются анализ разработки месторождения и расчет показателей разработки на перспективный период.

В составе проектов разработки (доработки) рекомендуется приводить дополнительные материалы, отражающие: структуру остаточных запасов нефти; показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов; обоснование бурения дополнительных скважин и скважин-дублеров. Они предусматриваются для замены скважин, фактически ликвидированных из-за физического износа или по техническим причинам, но еще не выполнивших свою задачу. Предусматривается резервный фонд скважин до 10 %.

Если в технологических схемах рассматриваются три-пять вариантов разработки, то в проектах разработки – два варианта. **Первый** – существующий, при сложившейся системе разработки,

во втором рассматриваются мероприятия по ее улучшению, с применением новых методов, новых технологий, предусматривающий дополнительное воздействие, внедрение геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта и в целом на залежь. Приводится экономическое обоснование вариантов разработки.

4.7. Уточненные проекты разработки нефтяного месторождения

Уточненные проекты разработки (доработки) составляются на поздней или завершающей стадии эксплуатации, после добычи основных извлекаемых (более 80 %) запасов нефти месторождения, в целях корректировки добычных возможностей залежей, повышения эффективности их разработки, достижения более высокого КИН. В уточненном проекте, аналогично проекту разработки, рассматриваются два варианта.

В уточненном проекте 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 физико-химическими, тепловыми и другими методами 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 подготовке 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;

- объемы и виды работ по доразведке месторождения;

- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В составе проектов разработки (доразработки) рекомендуется приводить дополнительные материалы, отражающие:

- структуру остаточных запасов нефти;

- показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов;

- обоснование бурения дополнительных скважин и скважин-дублеров.

4.8. Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений

Авторский надзор ведут авторы проектных документов по разработке нефтяных месторождений. Как правило, это территориальные научно-исследовательские и проектные институты нефтяной промышленности (НИПИнефть). В авторском надзоре также рассматриваются два варианта.

В авторском надзоре контролируются:

- степень реализации проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей и принятых в технологических схемах или проектах разработки месторождений, вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются реко-

мендации, направленные на достижение проектных показателей, а также заключения о мероприятиях и предложениях производственных предприятий, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

– степень выполнения запроектированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требований к порядку освоения и ввода нагнетательных скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, качеству воды, используемой для заводнения, к технологиям повышения нефтеизвлечения.

При авторском надзоре газонефтяных месторождений, разрабатываемых с отбором природного газа из газовых шапок, а также месторождений, разрабатываемых с закачкой газа, контролируется выполнение требований к конструкциям газовых скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин, требований к системам сбора и подготовки продукции газовых скважин, анализируются объемы и виды исследовательских работ, проведенных в целях контроля барьерного заводнения. Проверяется выполнение проектных мероприятий по охране недр и окружающей среды, мероприятий по доразведке месторождения, его краевых зон.

Рекомендации по выполнению проектных решений в информационном отчете и протоколе авторского контроля могут содержать уточнение объемов и сроков бурения скважин, а также их местоположение после уточнения геологического строения и контуров нефтегазоносности.

4.9. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений

Проектные решения технологического документа должны быть направлены на рациональное использование недр, т.е. наиболее эффективным способом, с минимальными потерями.

Охрана недр регламентируется «Правилами охраны недр». Эти правила разработаны с учетом требований Закона РФ «О недрах», Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Правил организации и осуществле-

ния производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте, Положения о лицензировании деятельности по производству маркшейдерских работ, Положения о Федеральном горном и промышленном надзоре РФ.

Контроль за выполнением «Правил охраны недр» возложен на Росгортехнадзор РФ и его территориальные органы. В соответствии с этими правилами пользователь недр обязан обеспечить:

- соблюдение требований законодательства, а также утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ;

- соблюдение требований технических проектов, недопущение разубоживания и выборочной отработки полезных ископаемых;

- обеспечение полноты геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойств участка недр;

- обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;

- ведение геологической, маркшейдерской и иной документации в процессе всех видов пользования недрами и ее сохранность;

- безопасное ведение работ, связанных с использованием недрами;

- сохранность разведочных скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождений и (или) в иных хозяйственных целях; ликвидацию в установленном порядке скважин, не подлежащих использованию;

- охрана месторождений от обводнения и загазованности, других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;

- предотвращение загрязнения недр при сбросе сточных вод.

Не допускается составление проектной документации по выборочной отработке наиболее богатых или находящихся в более благоприятных горно-геологических условиях участков месторождения, пластов и залежей, приводящей к снижению качества остающихся балансовых запасов, их разукрупнению и истощению месторождения, вследствие которых содержащиеся в них запасы полезных ископаемых могут утратить промышленное значение и оказаться потерянными.

В разделе приводятся возможные источники опасности для сохранности недр и даются рекомендации по предотвращению этих опасностей. Так, в процессе проходки и строительства скважин предлагается осуществлять меры по предотвращению открытого фонтанирования, обвалов ствола скважины. Нефтяные и водоносные интервалы в скважинах необходимо надежно изолировать друг от друга, обеспечить герметичность колонн и высокое качество их цементирования.

К процессу бурения скважин предъявляются следующие основные требования по надежности их сооружения, обеспечивающие предотвращение: заколонных и межколонных перетоков, приводящих к утечкам газа и минерализованных вод в атмосферу и в горизонты, залегающие над эксплуатационными объектами; аварийного фонтанирования; образование грифонов; возникновение зон растепления и просадки устьев скважин, смятия колонн и др.

Особое внимание уделяется охране водоносных горизонтов пресных, минерализованных и промышленных вод.

С целью предотвращения обводнения продуктивных пластов, исключения возможности вертикальных межпластовых перетоков флюидов, охраны пресных подземных вод от загрязнения предусматривается цементирование до устья эксплуатационной колонны, кондуктора и направления добывающих и нагнетательных скважин.

В процессе эксплуатации требуется обеспечение контроля за выработкой запасов, учетом добываемой продукции и ее потерь, состоянием надпродуктивной части разреза в процессе всего периода эксплуатации. По мере возникновения осложнений должны реа-

лизываться меры по их устранению (ремонтно-изоляционные работы, консервация и ликвидация скважин).

Разработка и эксплуатация любого месторождения углеводородов ведется на основании утвержденных технологических документов (технологическая схема, проект разработки, авторский надзор и др.). Для соблюдения правил охраны недр, окружающей среды и безаварийной эксплуатации скважин составляют технологические режимы работы скважин, объекта или месторождения в целом. В технологических документах при разработке нефтяных и газовых месторождений предусмотрены мероприятия по охране недр, атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, земель, лесов, флоры и фауны от вредного воздействия на них производств буровых и добывающих предприятий.

Проектные решения технологического документа должны быть направлены на рациональное использование недр. При пользовании недрами осуществляется систематический контроль за состоянием окружающей среды и выполнением природоохранных мероприятий. Контроль осуществляется в пределах горного отвода.

5. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

5.1. Основные группы

В результате эксплуатации нефтяных скважин на поверхность извлекаются не все запасы нефти, а только их часть. При разработке нефтяных месторождений конечный коэффициент нефтеотдачи в карбонатных коллекторах достигает 0,4–0,5, а в терригенных коллекторах – 0,4–0,8. Указанные значения достигаются при максимально благоприятных условиях (небольшая вязкость нефти, хорошая проницаемость и однородность пластов, организация системы заводнения, плотная сетка скважин и т.п.).

Увеличение нефтеотдачи хотя бы на 0,1 д.ед. (10 %) может привести к значительным приростам добычи нефти и улучшению экономических показателей. Особенно это может сказаться на разрабатываемых месторождениях, где существует система сбора и подготовки нефти, система ППД, дороги, линии электропередач, система связи и т.д.

Одним из способов увеличения коэффициента нефтеотдачи является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Опыт внедрения МУН показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от правильного выбора метода для конкретных условий месторождения. Выделяют три основных группы факторов:

- геолого-физические (вязкость нефти и минерализация пластовой воды, проницаемость и глубина залегания пласта, его толщина, однородность, текущая нефтенасыщенность, пластовое давление, величина водонефтяной зоны и т.п.);

- технологические (закачиваемый агент, его концентрация, величина оторочки, количество добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение, расстояние между скважинами, плотность сетки скважин, система разработки и т.п.);

– технические (обеспечение техникой, оборудованием, их качество, наличие и расположение источников сырья (агента), состояние фонда скважин, климатические условия и т.д.).

На основании лабораторных исследований, опытно-промышленных и промышленных испытаний разработаны определенные критерии методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Классически они разделены на четыре большие группы [1, 5, 21]:

– **физико-химические** (закачка водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей полиакриламида (ПАА), щелочей, кислот и др. агентов);

– **методы смешивающегося вытеснения** (закачка в пласт двуокиси углерода (CO_2) или карбонизированной воды, углеводородного или дымовых газов, водогазовой смеси, применение мицеллярных растворов и др.);

– **тепловые методы** (закачка горячей воды, закачка пара, влажное внутрипластовое горение);

– **гидродинамические методы** (гидравлический разрыв пласта (ГРП), нестационарное (циклическое) заводнение и отбор жидкости с изменением направлений фильтрационных потоков (ИНФП), повышение давления нагнетания, перенос фронта нагнетания, очаговое и избирательное размещение нагнетательных скважин, форсированный отбор жидкости и др.

5.2. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи

5.2.1. Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ

Водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), закачиваемые в пласт, оказывают многостороннее воздействие на физико-химические свойства пластовых систем. Они даже при небольшой концентрации способствуют значительному снижению поверхностного натяжения воды на границе с нефтью и твердой поверхностью, в результате этого нефть более полно вытесняется из пористой среды. ПАВ способствуют дроблению глобул нефти,

охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, улучшают моющие свойства воды.

ПАВ влияют на смачиваемость поверхности пор пластовыми жидкостями: уменьшение угла смачиваемости, интенсивность капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную породу. В результате происходит отмывание прилипающих к породе капель нефти.

Все ПАВ по химическим свойствам разделяются на два основных класса – ионогенные и неионогенные. Ионогенные, молекулы которых в водной среде диссоциируют на ионы – носители поверхностной активности. Неионогенные, в которых активной частью, воздействующую на поверхность путем избирательной адсорбции, являются полярные молекулы, не распадающиеся в водной среде на ионы.

В нефтяной промышленности наиболее широко применяют неионогенные ПАВ, которые обладают высокой поверхностной активностью, хорошо растворяются в хлоркальциевых водах и не дают осадков, меньше адсорбируются на поверхности пород, чем ионогенные ПАВ. Неионогенные ПАВ получают соединением органических кислот, спиртов, фенолов и аминокислот с окисью этилена или пропилена.

В промышленности наиболее часто применяют карбоновые кислоты и их соли (мыла), синтетические жирные кислоты, нафтенновые кислоты и их мыла, мылонафты, сульфонол, моющий препарат сульфонат, алкиларилсульфонаты и другие моющие средства

Технология: концентрация ПАВ в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; величина оторочки раствора – 50–100 % от объема пор, насыщенных нефтью. В результате закачки раствора ожидается увеличение нефтеотдачи на 10–15 %, по последним исследованиям принимают 5–10 %.

Закачка растворов ПАВ проведена на Арланском, Туймазинском, Ромашкинском, Шагиртско-Гожанском и других нефтяных месторождениях.

Контроль за ведением процесса осуществляется как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Измеряется концен-

трация раствора как при закачке в нагнетательные скважины, так и при отборе проб в добывающих скважинах, измеряется в лабораторных условиях величина поверхностного натяжения. Снятие профилей приемистости по нагнетательным и профилей отдачи по добывающим скважинам. Измеряется обводненность продукции, дебиты скважин по нефти и жидкости и др.

5.2.2. Закачка водных растворов полимеров

Сущность метода полимерного заводнения (ПАА) заключается в выравнивании подвижностей нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Нагнетание растворов полимеров в продуктивные пласты изменяет гидродинамические характеристики объекта разработки. В результате этого начинают работать пропластки, которые при обычном заводнении оказываются неохваченными процессом. Механизм действия полимерных растворов проявляется в снижении подвижности воды (вытесняющего агента). Характер течения водных растворов полимеров в пористой среде может быть различным. Причем он, как и фактор сопротивления, определяется скоростью нагнетания, концентрацией полимера в растворе, температурой и фильтрационными характеристиками пород. Адсорбция полимера в пористой среде способствует повышению эффективности метода. Существенное влияние оказывают также катионообменные процессы и физико-химические свойства поверхности.

Подвижность жидкостей (нефти и воды) в пластовых условиях условно выражается отношением фазовой проницаемости для данной жидкости и ее вязкости. Нефтеотдача в значительной степени зависит от соотношения M подвижностей нефти и воды

$$M = \frac{\frac{K_v}{\mu_v}}{\frac{K_n}{\mu_n}}, \quad (5.1)$$

где K_v и K_n – фазовая проницаемость соответственно для воды и нефти, и от относительной вязкости μ_0 , равной отношению вязкости нефти μ_n к вязкости вытесняющей воды μ_v :

$$\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}. \quad (5.2)$$

На фазовую проницаемость мы не можем повлиять на данном этапе разработки, хотя она изменяется в процессе разработки. С увеличением обводненности продукции увеличивается фазовая проницаемость для воды и, соответственно, уменьшается для нефти.

Уменьшение подвижности воды может быть достигнуто за счет повышения ее вязкости с помощью загустителей. При этом повышается эффективность вытеснения нефти из неоднородного коллектора также за счет выравнивания фронта вытеснения. Вязкость воды может быть повышена за счет добавления в нее водорастворимых полимеров. Благоприятный результат получен при использовании в качестве загустителя гидролизованного полиакриламида (ПАА).

В качестве рабочего агента повышенной вязкости могут быть использованы пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2–1,0 % пенообразующих веществ. Такие пены имеют вязкость, в 5–10 раз большую вязкости воды. Оторочка из пены проталкивается в глубь пласта водой.

Полимерное заводнение рекомендуется применять при проницаемости пласта свыше 0,1 мкм² и пластовой температурой менее 90 °С. В некоторых случаях применение ограничивается химическим составом пластовых вод, так как большое количество реагента идет на нерациональное взаимодействие с пластовой водой. При практическом осуществлении процесса наиболее рационально закачивать в пласт оторочку загущенной воды и далее продвигать ее по пласту обычной водой. Метод полимерного заводнения не рекомендуется применять в пластах, содержащих глинистый материал (5–10 % и более), так как в присутствии глины происходит взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем.

Технология: концентрация ПАА в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; объем оторочки раствора – 50–100 %. В результате закачки раствора ожидается увеличение нефтеотдачи на 10–15 % (5–10 %).

Закачка растворов ПАА проведена на Арланском, Орлянском, Ромашкинском, Мышкинском и других нефтяных месторождениях.

5.2.3. Применение щелочных агентов

Применение щелочного заводнения основано на взаимодействии щелочи с пластовыми жидкостями и породой. Основными факторами повышения нефтеотдачи при этом считаются следующие: снижение межфазного натяжения на границе нефти и раствора щелочи, образование эмульсии, вязкость которой выше, чем обычной воды, изменение смачиваемости поверхности пород-коллекторов, растворение прочных граничных пленок. В последнее время к положительным факторам стали относить и образование осадка в результате взаимодействия раствора щелочи с ионами кальция и магния, содержащимися в пластовых водах. При образовании осадка происходит перераспределение объемов закачиваемого агента по толщине и увеличение охвата пласта процессом заводнения. Механизм повышения нефтеотдачи главным образом основан на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием поверхностно-активных веществ. В ряде случаев происходит активизация (резкое усиление поверхностно-активных свойств) некоторых естественных поверхностно-активных компонентов нефти под воздействием растворов сильных щелочей. К числу таких компонентов относятся смолы, асфальтены и другие высокомолекулярные вещества. Для оценки степени активности нефтей применительно к щелочному заводнению широко используется кислотное число нефти, которое характеризует наличие в нефти органических кислот. У наиболее активных нефтей кислотное число может быть равно 2,5 мг КОН на 1 г нефти. Для достижения эффективных результатов щелочного заводнения кислотное число должно быть не менее 0,5 мг КОН на 1 г нефти. Тем не менее,

по мнению Мангэна, исследования следует проводить и с нефтями, для которых кислотное число не превышает 0,2 мг КОН на 1 г нефти.

Первый крупный промысловый опыт по закачке щелочного раствора получен на Трехозерном месторождении в Западной Сибири. Щелочное заводнение организовано в терригенные коллектора на двух опытных участках, включающих 59 добывающих и 15 нагнетательных скважин. В период с 1976 по 1984 гг. закачано 15,5 тыс. т едкого натра, в первые годы закачка раствора 1 % концентрации велась постоянно, затем циклически закачивали раствор и подтоварную воду. Средняя концентрация раствора составляла 0,2–0,32 %. По первому участку создана оторочка 20 % нефтенасыщенного объема пор пласта, дополнительно получено 75,9 тыс. т нефти, прирост коэффициента нефтеотдачи 3,1 %. По второму участку оторочка полностью не сформирована, дополнительная добыча нефти оценена в количестве 49,4 тыс. т [23].

В Пермской области закачка раствора щелочи начата в 1978 г. в терригенные коллектора Шагиртско-Гожанского месторождения на одном опытном участке. Промышленная закачка велась с 1983 г. последовательно на четырех участках, все участки включали 13 нагнетательных и 72 добывающих скважины. В период с 1978 по 1990 гг. закачано 14,1 тыс. т едкого натра. Закачка велась периодически, в основном в летнее время. При отсутствии щелочи закачивали пресную или сточную воду. Средняя концентрация реагента составила 0,24 %. Размер оторочки по участкам изменялся от 1 до 0,17 объема пор пласта. Прирост нефтеотдачи по участкам изменялся от 25 до 1,4 %, в среднем составляя 5,6 %. Дополнительная добыча нефти по всем участкам на 01.01.1991 г. составила 662,4 тыс. т [18].

Принципиальная технологическая схема установки по приготовлению и закачке раствора щелочи приведена на рис. 5.1, которая состоит из трех основных частей: установки растворения, резервуарного парка и насосной.

Твердая каустическая сода загружается в камеры растворения 1. После заполнения водой емкостей 2 включают насосы 3, путем многократной циркуляции воды из емкости через насос и сопла происходит растворение каустика. С установки растворения раствор

щелочи 25 % концентрации поступает в резервуарный парк в один из трех горизонтальных аппаратов 4, в которых раствор отстаивается и охлаждается. Насосами 5 и 6 раствор, если необходимо, разбавляется дополнительно водой и перемешивается. Кроме того, насос 5 служит для перекачки жидкой щелочи в спецавтомашину или из нее. Дозировочными насосами 7 концентрированный агент подается на прием агрегата БКНС 8, к которому подводится и пресная вода. При движении раствора по водоводу от БКНС через водораспределительный пункт 9 поступает к скважинам 10, и его концентрация доходит до 1 %.

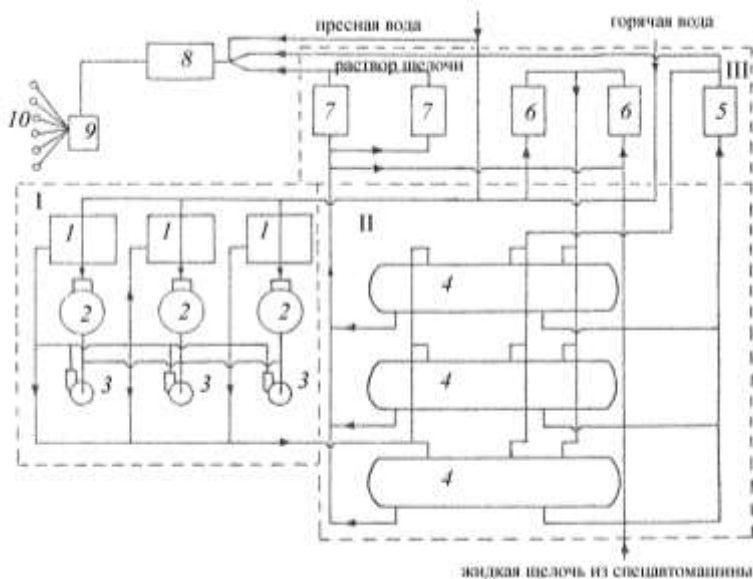


Рис. 5.1. Принципиальная технологическая схема установки по приготовлению и закачке раствора щелочи: I – установка растворения: 1 – сдвоенные камеры растворения, 2 – аппараты емкостью 20 м³, 3 – циркуляционные насосы Х45/540; II – резервуарный парк: 4 – стальные горизонтальные аппараты емкостью 200 м³; III – насосная: 5 – насос ЦНТС 50/231 для разбавления раствора и промывки горизонтальных аппаратов от осадка, 6 – насосы Х20/18 для перекачки жидкой щелочи из спец автомашины в емкость и из нее, 7 – дозировочные насосы ЭНАПТР 1-16/25, 8 – насосный

агрегат на БКНС (ЦНС 180×1900), 9 – ВРП-5 (водораспределительный пункт), 10 – нагнетательные скважины

В карбонатные коллекторы раствор щёлочи закачивался на трех месторождениях Пермского края (Падунском, Опалихинском и Березовском) в летнее время с перерывами (при отсутствии щелочи). Средняя концентрация раствора составила 0,8 %, размер оторочки – 0,09 объема пор. Закачано 6 тыс. т едкого натра. Прирост нефтеотдачи по разным участкам составлял от 0,1 до 3,9 %, дополнительная добыча нефти 61 тыс. т [18].

Опытно-промышленные испытания метода щелочного заводнения и его модификаций проведены на Андиганском, Южно Аламышинском, Старогрозненском, Кюровдагском, Ярегском и других месторождениях. На всех объектах отмечено положительное влияние закачки щелочного раствора. Основными факторами, определяющими повышение нефтеотдачи при щелочном заводнении, являются: снижение межфазного натяжения на границе нефти и раствора щелочи, эмульгирование нефти, изменение смачиваемости породы и образование осадка при взаимодействии раствора щелочи с пластовой водой.

5.2.4. Заводнение с применением кислот

Применение серной кислоты. В основе применения концентрированной серной кислоты (H_2SO_4) для повышения нефтеотдачи пластов лежит комплексное воздействие этого реагента как на минералы скелета пласта, так и на содержащиеся в нем нефть и погребенную воду. Химическое взаимодействие серной кислоты с ароматическими углеводородами нефтей приводит к образованию сульфокислот в количестве 5–7 % от массы нефти, которые являются анионами ПАВ и способствуют улучшению извлечения нефти из пор пласта.

Для повышения нефтеотдачи пластов применяется не только серная концентрированная кислота, но и алкилированная – отходы нефтеперерабатывающих заводов после процесса алкилирования –

АСК, хлорсульфоновая, фторсульфоновая, оксидные и другие кислоты. При создании в пласте оторочки происходит выравнивание профилей приемистости в неоднородных коллекторах в результате закупорки пор высокопроницаемых слоев нерастворимыми солями (сульфаты, сульфонаты кальция и др.), которые образуются при взаимодействии АСК с солями пластовой воды. При закачке концентрированной серной кислоты происходит реакция взаимодействия ее с пластовой водой, в результате которой повышается температура, уменьшается вязкость нефти, растворяются карбонаты, увеличивается проницаемость пористой среды, при выделении углекислого газа увеличивается объем воды. Уменьшается набухаемость глин, происходит объемное расширение нефти. Величина оторочки составляет 0,1–0,5 % объема пор, концентрация АСК 90–98 %. Продолжительность закачки 2–3 сут. Закачка производится кислотными агрегатами. Прирост нефтеотдачи 5–10 %.

Способ сернокислотного заводнения предложен предприятием «ТатНИПИнефть» и внедряется на Ромашкинском месторождении. Достигнуты результаты в повышении нефтеотдачи при одновременном сокращении количества извлекаемой вместе с нефтью воды. По данным «ТатНИПИнефть», на 1 т кислоты дополнительно добыто 30–50 т нефти. Приемистость водонагнетательных скважин возрастает на 60–70 %.

Закачка алкилированной серной кислоты 89–90 % концентрации в Пермской области проведена на Шагиртско-Гожанском месторождении в залежь нефти яснополянского надгоризонта в период 1980–1983 гг. в четыре нагнетательные скважины при освоении после бурения. Эффект в виде дополнительной добычи нефти в количестве 41,920 тыс. т получен по одному участку (скв. 1145), прирост нефтеотдачи по которому составил 4,7 %. Всего закачано 7052,4 т АСК.

Для проведения работ по приготовлению и закачке кислот необходимо следующее оборудование:

- насосный агрегат типа ЦА-320 в случае отсутствия кислотного агрегата;
- кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А:



- автоцистерна типа АЦН для подвоза технической воды;
- смесительная емкость.

Соляная кислота (HCl) – раствор хлористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Товарная ингибированная соляная кислота 31-, 27-, 24%-ной концентрации поставляется в цистернах. Транспортировка производится специальными кислотными агрегатами. Хранение обязательно в гуммированных емкостях на площадках с обвалованием. Пары соляной кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров соляной кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз. При воздействии на кожу вызывает ожоги и раздражение.

Плавиковая кислота (HF) 40%-ной концентрации, плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$. Транспортировать и хранить плавиковую кислоту необходимо в пластмассовой таре. Плавиковая кислота – раствор фтористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Пары плавиковой кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров плавиковой кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз. При воздействии на кожу вызывает долго незаживающие ожоги.

Бифторид фторид аммония (БФА) ($\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF} + \text{NH}_4\text{F}$). Его кислотность в пересчете на плавиковую кислоту составляет 25 %, плотность реагента $1,27 \text{ г/см}^3$. Несмотря на то, что использование

БФА требует повышенного расхода соляной кислоты для приготовления рабочего раствора (часть HCl участвует в реакции превращения БФА в HF), реагент особенно удобен для использования в труднодоступных районах, так как может храниться и транспортироваться обычными методами. БФА поставляется в полиэтиленовых мешках, вложенных в 4–5-слойные бумажные мешки массой не более 36 кг. БФА хранят в крытых складских помещениях, предохраняя от попадания влаги. Продукт токсичен. При концентрации в воздухе выше предельно допустимой нормы ($0,2 \text{ мг/м}^3$) может вызывать нарушение деятельности центральной нервной системы, заболевания костных тканей, глаз кожных покровов.

5.3. Смешивающееся вытеснение

5.3.1. Закачка углекислоты и углеводородного газа

Углекислый газ для повышения нефтеотдачи может быть использован по трем технологиям. По первой углекислый газ закачивается в пласт в виде одноразовой оторочки в сжиженном состоянии, которая далее продвигается по пласту карбонизированной или обычной водой. По второй технологии осуществляется закачка карбонизированной воды концентрацией 4–5 %. Третья технология заключается в закачке чередующихся небольших оторочек углекислоты и воды. В любом случае общий объем оторочки и средняя концентрация должны соблюдаться.

Повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислотой объясняется рядом факторов. Происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и углеводородов в жидком CO_2 , что сопровождается уменьшением вязкости нефти, возрастанием ее объема, снижением поверхностного натяжения на границе с водой, увеличением вязкости воды, уменьшается набухаемость глин. Эффективность возрастает вследствие образования на фронте вытеснения вала из смеси легких углеводородов и CO_2 . Образование угольной кислоты способствует возникновению ряда положительных факто-

ров, таких как растворение карбонатов, повышение температуры. При закачке углекислоты в результате взаимного растворения нефти и газа происходит вытеснение, близкое к смешивающемуся.

Противопоказаниями к применению метода являются высокая минерализация пластовой воды, особенно наличие солей кальция. Не рекомендуется применение углекислоты в пластах, нефти которых содержат много асфальтосмолистых компонентов. При взаимодействии углекислоты с солями кальция и асфальтосмолистыми веществами выпадает твердый осадок, способный закупорить поры пласта. Эффективность зависит от степени обводнения пласта, с ростом обводнения эффективность снижается.

Метод апробирован на Александровской площади Туймазинского месторождения.

Технология. Объем оторочки должен составлять 0,1–0,2 до 0,3 нефтенасыщенного объема пор. Концентрация 4–5 %. При закачке углекислоты в сочетании с заводнением соотношение $\text{CO}_2/\text{вода}$ должно соблюдаться как 1/3. Прирост нефтеотдачи – от 5–10 до 15 %.

Закачка углеводородного газа. Метод заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смешивающегося вытеснения нефти. Применительно к различным пластовым системам были разработаны и опробованы следующие технологические схемы повышения нефтеотдачи: закачка газа высокого давления; вытеснение нефти обогащенным газом; вытеснение нефти оторочкой из углеводородных жидкостей с последующим продвижением ее закачиваемым сухим газом.

Режим газа высокого давления пригоден для глубокозалегающих залежей нефти (свыше 1500 м). Процесс лучше осуществлять в пластах с легкими, маловязкими нефтями.

Механизм действия при закачке углеводородного газа близок к действию при закачке углекислого газа, и вытеснение происходит близко к смешивающемуся (рис. 5.2). *Технология:* объем оторочки

должен составлять 0,02–0,05 нефтенасыщенного объема пор, концентрация 50–100 %.



Рис. 5.2. Распределение углеводородов при вытеснении нефти жидким пропаном: 1 – нефть; 2 – зона смеси пропана с пластовой нефтью; 3 – зона чистого пропана; 4 – смесь пропана с сухим газом; 5 – сухой газ

5.3.2. Мицеллярное заводнение

Более совершенными по сравнению с растворами ПАВ и другими применяемыми при заводнении реагентами следует считать мицеллярные растворы (микроэмульсии), так как при заводнении ими продуктивных пластов используется преимущество смешивающегося вытеснения. При этом граница раздела между закачиваемыми и пластовыми жидкостями отсутствует, поскольку мицеллярные растворы смешиваются без фазового разделения и с водой, и с нефтью.

Особенностью мицеллярного заводнения является то, что для конкретных геолого-физических условий по вязкости нефти и другим параметрам в лабораторных условиях подбирается определенная композиция нескольких реагентов, последовательность их закачки, величина оторочек и концентрации.

Одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов является мицеллярный раствор. Технология извлечения нефти включает в себя: последовательную закачку в пласт предоторочки пресной или опресненной воды; оторочку мицеллярного раствора (основной элемент, способствующий наиболее полному извлечению нефти); буферную оторочку полимера и, наконец, воды, проталкивающей эти оторочки по пласту. Мицеллярные растворы представ-

ляют собой очень тонкие дисперсии углеводов в воде или воды в углеводороде, стабилизированные специально подобранными смесями ПАВ.

Закачка в пласт предоторочки пресной воды до закачки мицеллярного раствора и буферной оторочки раствора полимера предназначается для предотвращения разрушения и увеличения срока жизни мицеллярного раствора в пласте-коллекторе.

Применяемый мицеллярный раствор для повышения нефтеотдачи пластов состоит из следующих основных компонентов: нефтерастворимого ПАВ, содетергента, углеводородного растворителя, солей. Нефтерастворимый ПАВ – основной компонент мицеллярного раствора – может быть анионным, катионным, неионогенным. Наиболее часто применяются нефтяные сульфонаты, средняя молекулярная масса которых составляет 400–524 а.е. (атомных единиц).

Содетергент оказывает такое же действие, как и ПАВ, который зависит от числа и расположения атомов углерода. Наиболее распространенные содетергенты – низшие спирты, содержащие меньше четырех атомов углерода в основной цепи: метиловый, этиловый, изопропиловый, вторичный и третичный бутиловый спирты и некоторые кетоны, например ацетон. Спирты выполняют разнообразные функции, например повышают растворимость ПАВ в воде, уменьшают их адсорбцию на породе. В качестве углеводородного растворителя применяют керосин, газоконденсат, легкие фракции нефти т.п. Действие солей зависит в основном от природы и структуры ПАВ. Ионы могут стабилизировать мицеллы или разрушать их. Любой мицеллярный раствор может быть эффективен в довольно узком диапазоне минерализации вблизи оптимального значения [25].

В табл. 5.1 представлена последовательность процесса закачки при мицеллярном заводнении. В общем случае после закачки пресной воды сначала в пласт закачивается оторочка ПАВ величиной 20 % от нефтенасыщенного объема пор концентрацией 5–10 %. Затем закачивается оторочка мицеллярного раствора величиной 2,5–5 % нефтенасыщенного объема пор. Позднее закачивается буферная оторочка полимерного раствора величиной от 40 до 100 %. В дальнейшем композиция, составленная из трех реагентов, про-

двигается по пласту закачиваемой пресной или технической водой, величина оторочки 1,5–2 объема пор пласта. При оторочке мицеллярного раствора в 2,5 % вытесняется 80 %, а при 5 % практически полный объем нефти и коэффициент нефтеотдачи достигает 100 %.

Таблица 5.1

Последовательность закачки, величина оторочки
и концентрация агентов при мицеллярном заводнении

Закачиваемый агент	Пресная вода	ПАВ	Мицеллярный раствор	ПАА	Техническая вода
Величина оторочки, % от объема пор пласта	Не регламентируется	20	2,5–5	40–100	150–200
Концентрация водного раствора, %	100	5–10	100	0,05	100

5.4. Тепловые методы

Закачка горячей воды и пара. Увеличение нефтеотдачи пластов при нагнетании воды достигается за счет снижения вязкости нефти, теплового расширения нефти и скелета пласта, а также интенсификации капиллярной пропитки (для гидрофильных пластов). В результате увеличиваются подвижность нефти, фазовая проницаемость для нее и охват пласта вытесняющим агентом, создаются условия для вытеснения нефти из малопроницаемых целиков. В случае нагнетания пара к указанным факторам добавляется еще эффект дистилляции, который заключается в испарении части пластовой нефти под воздействием пара и переносе ее по пласту в парообразном виде.

Глубина залегания продуктивного пласта имеет значение в том отношении, что с увеличением глубины растут потери тепла в стволе скважины. Эффективная толщина пласта влияет на потери тепла через кровлю и подошву: чем меньше мощность, тем больше удельная поверхность теплопотерь и тем больше относительная величина тепловых потерь. При закачке горячей воды и пара потери тепловой энергии происходят при движении агента по стволу скважины, и

при глубине более 1200 м температура его на забое приближается к пластовой, поэтому огромные энергозатраты на нагрев агента на поверхности с таким результатом становятся нецелесообразными.

Особо важное значение имеет контроль за ходом процесса и его регулирование. В процессе нагнетания должны регулярно контролироваться: давление нагнетания, температура на устье нагнетательных и добывающих скважин, степень сухости теплоносителя, изменение дебитов нефти и воды, химический состав добываемой воды. Для закачки воды применяются водогрейные установки. При нагнетании пара оборудование состоит из паровых котлов, паропроводов, устьевого и внутрискважинного оборудования. Для получения пара используют стационарные и полустационарные паровые котельные, передвижные парогенераторные установки.

Внутрипластовое горение. Выделяют три вида пластового горения. *Сухое* горение, когда на 1000 м³ воздуха закачивается 1–3 м³ воды. *Влажное*, когда на 1000 м³ воздуха закачивается от 3 до 5 м³ воды. *Сверхвлажное*, когда на 1000 м³ воздуха закачивается более 5 м³ воды.

Для создания очага горения применяют различные глубинные нагреватели, обычно электрические или газовые. После нагрева призабойной зоны в скважину подается окислительный агент (воздух) для воспламенения нефти. Тепловые методы применяются главным образом на месторождениях с высоковязкими нефтями. Схема процесса внутрипластового горения приведена на рис. 5.3.

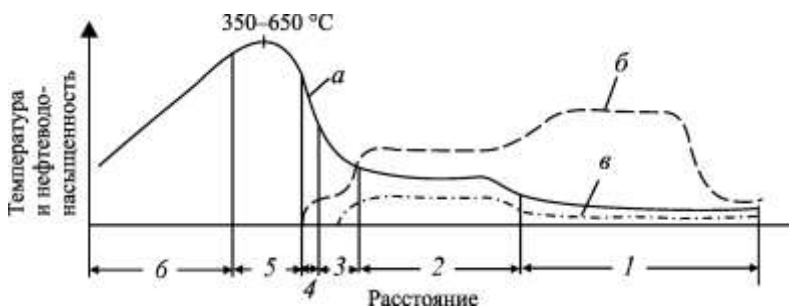


Рис. 5.3. Схема процесса внутрипластового горения. *Распределение:* а — температуры; б — нефтенасыщенности; в — водонасыщенности.

Зоны: 1 – пластовой температуры; 2 – предварительного повышения температуры; 3 – испарения; 4 – термохимических реакций; 5 – горения; 6 – регенерации тепла

Основным ограничивающим фактором применения тепловых методов является глубина залегания пласта, которая должна быть не более 1000–1200 м. При внутрипластовом горении основную ограничивающую роль играют максимальное давление компрессоров при такой глубине и их производительность, которая с удалением очага от призабойной зоны должна постоянно увеличиваться. Имеющиеся отечественные и зарубежные компрессоры не имеют такой производительности при необходимых давлениях закачки воздуха. Прирост нефтеотдачи от тепловых методов от 10 до 50 %.

5.5. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов

Назначение гидродинамических методов – увеличение коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу.

К ним относятся: циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости, гидравлический разрыв пласта, а также методы воздействия на призабойную зону пласта.

5.5.1. Циклическое заводнение

Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора. За счет этого более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. Физическая сущность процесса состоит в том, что в период нагнетания воды нефть в малопроницаемых зонах сжимается и в них входит вода, а при прекращении закачки вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Продолжительность циклов различна и зависит от удаления фронта вытеснения (расстояние между нагнетательными и добыва-

ющими скважинами), геолого-физических свойств коллекторов, особенно от проницаемости и пьезопроводности, изменяется в пределах от нескольких суток до 1–2 месяцев. Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие: а) наличие слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов; б) высокая остаточная нефтенасыщенность; в) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления; г) возможность компенсации отбора закачкой. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

5.5.2. Изменение направлений фильтрационных потоков (ИНФП)

В процессе проведения заводнения нефтяных пластов, особенно неоднородных, в них постепенно формируются поле давлений и характер фильтрационных потоков, при которых отдельные участки пласта оказываются не охваченными активным процессом вытеснения нефти водой. По мере появления воды в добывающих скважинах и роста обводненности заводненные зоны пласта взаимосоединяются, а не охваченные заводнением зоны образуют изолированные островки, вытеснение нефти из которых происходит только за счет капиллярной пропитки пластов водой. Для вовлечения в разработку застойных, не охваченных заводнением зон пласта, необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам.

Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одни скважины и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90°. Физическая сущность процесса следующая:

а) при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти, обойденные водой;

б) при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается.

При переносе фронта нагнетания в пласте нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.

5.5.3. Создание высоких давлений нагнетания

Применение высоких давлений нагнетания обеспечивает: увеличение текущих дебитов скважин и пластового давления; снижение обводненности продукции за счет более интенсивного притока нефти из малопроницаемого пропластка; уменьшение влияния неоднородности коллектора за счет относительно большего увеличения приемистости малопроницаемого пропластка по сравнению с высокопроницаемым; повышение текущей нефтеотдачи при существенно меньшем расходе воды за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти.

5.5.4. Форсированный отбор жидкости

Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин и снижении $P_{\text{заб}}$. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др. Условия эффективности:

- а) обводненность продукции не менее 80–85 %;
- б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления;
- в) возможность увеличения дебитов.

Приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30–50 %, а затем – в 2–4 раза.

5.5.5. Гидравлический разрыв пласта

Если еще несколько лет назад гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяли главным образом в качестве технологии интенсификации добычи или закачки, то сегодня акценты заметно смещаются в область повышения нефтеотдачи и водоприема пластов, что способствует вовлечению в разработку дополнительных трудно извлекаемых запасов на месторождении [7].

В настоящее время ГРП является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи и закачки как в низкопроницаемых коллекторах, так и коллекторах с хорошей проницаемостью. Это обеспечивает более полный охват и введение в разработку новых запасов, а также стимулирует разработку в целом по месторождению.

С момента внедрения гидроразрыв пласта (ГРП) был и остается одним из основных инженерных инструментов увеличения производительности скважин. Эффект достигается за счет:

- создания проводящего канала (трещины) через поврежденную (загрязненную) зону вокруг скважины с целью проникновения за границы этой зоны;
- распространения канала (трещины) в пласте на значительную глубину с целью дальнейшего увеличения производительности скважины;
- создания канала (трещины), который позволил бы изменить, повлиять на течение флюида в пласте.

Перечень ***существующих технологий ГРП***. Стандартный ГРП. Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м³/мин), заполнение трещины проппантом (рис. 5.4) при повышении его концентрации в геле (до 1500 кг/м³) общей массой до 50 т.

Область применения. Продуктивные пласты толщиной до 15 м, проницаемостью более $0,040 \text{ мкм}^2$, малой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины, фронт вытеснения – не ближе половины расстояния между скважинами.

Кроме стандартного ГРП существуют следующие разновидности технологий ГРП:

- повторный ГРП;
- объемные ГРП – нагнетание в пласт геля с проппантом с общей массой от 50 до 100 т, продуктивные пласты толщиной до 20 м;
- селективный ГРП;
- кислотный ГРП для карбонатных коллекторов с дополнительной закачкой оторочки концентрированной кислоты перед стадией заполнения трещины проппантом.

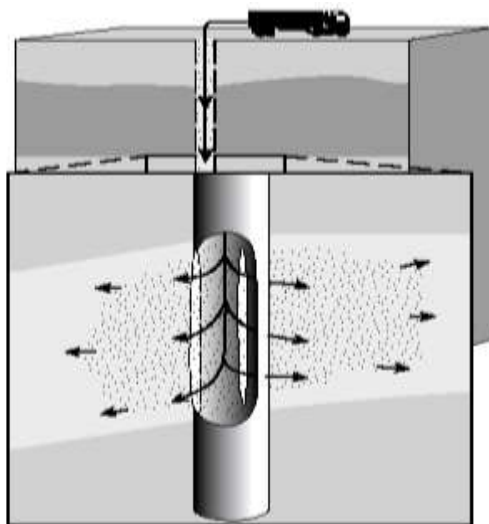


Рис. 5.4. Закачка проппанта в трещину

В общем случае ствол скважины разрушается, т.е. горная порода растрескивается под воздействием гидравлического давления рабочей жидкости, при этом возникает «гидравлическая» трещина.

Вектор напряжения лежит в горизонтальной плоскости и приводит к расщеплению пород в вертикальной плоскости (рис. 5.5).

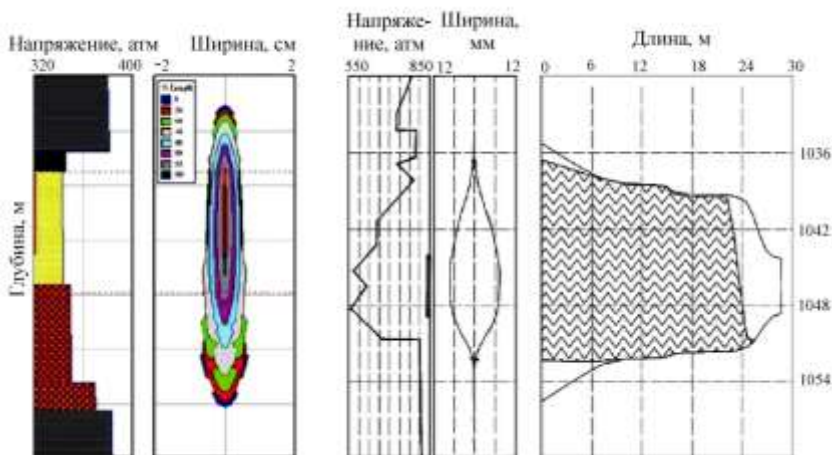


Рис. 5.5. Профиль напряжений

Образование и развитие трещины на ранних стадиях приводит к тому, что площадь сечения пласта начинает увеличиваться. Как только закачка будет остановлена, трещина закроется и мы не получим в пласте новых зон притока. Чтобы этого не допустить, в рабочую жидкость ГРП добавляют закрепляющий агент (проппант), который вместе с рабочей жидкостью закачивается в трещину. Проппант остается на месте и не дает трещине закрыться, сохраняя на протяжении всего периода добычи проводящий канал, увеличивающий зону притока коллектора. Обычно в качестве проппанта используется песок или какой-либо гранулированный высокопрочный заменитель. При работе с карбонатными породами в качестве рабочей жидкости ГРП может быть использована кислота, которая растворяет породу, оставляя после себя каналы выщелачивания, уходящие далеко в глубь коллектора.

Техника для гидравлического разрыва пласта. Перед гидро разрывом пласта устье скважины оборудуется специальной армату-

рой типа 1АУ-700 или 2АУ-700, к которой подключаются агрегаты для нагнетания в скважину жидкостей разрыва. Схема расположения оборудования при ГРП приведена на рис. 5.6.

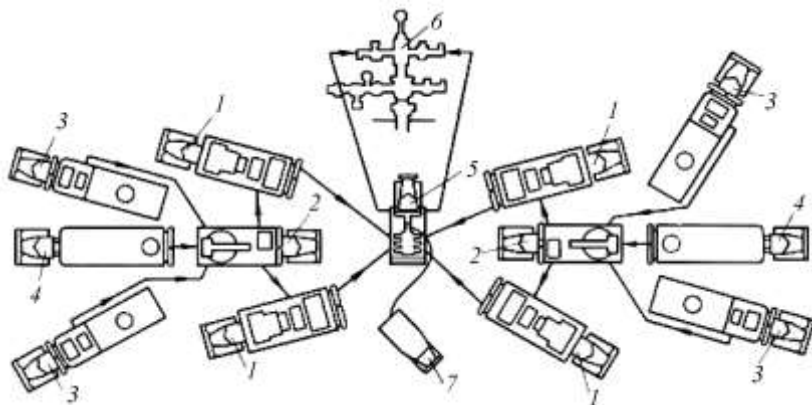


Рис. 5.6. Схема расположения оборудования при ГРП: 1 – насосные агрегаты 4АН-700; 2 – пескосмесительные агрегаты 3ПА; 3 – автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья 2АУ-700; 7 – станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

К основному оборудованию для ГРП относятся:

- насосные агрегаты 4АН-700 или 5АН-700;
- пескосмесительные установки типа 3ПА или 4ПА;
- автоцистерны для перевозки жидкостей ЦР-20;
- агрегаты для перевозки блока манифольда 1БМ-700;
- агрегаты для перевозки наполнителя и т.д.

Насосные агрегаты (4АН-700 и 5АН-700) изготавливаются в износостойком исполнении, монтируются на шасси трехосных грузовых автомобилей КРАЗ-257, максимальное давление этих агрегатов 70 МПа при подаче 6 л/с. Для смешивания жидкости-пескосмесителя с песком (или другим наполнителем) применяются пескосмесительные установки типа 3ПА или 4ПА, смонтированные на автомобилях с высокой проходимостью. Смешение песка с жид-

костью и подача смеси на прием насосных агрегатов механизированы. Пескосмесительный агрегат 4ПА имеет грузоподъемность 50 т. Агрегат оборудован загрузочным шнеком. В этих агрегатах готовится смесь песка с жидкостью необходимой концентрации.

Перевозка жидкостей, потребных при ГРП, осуществляется в автоцистернах. При ГРП чаще используются автоцистерны ЦР-20, которые монтируются на автоприцепах 4МЗАП-552 и транспортируются седельными тягачами КРАЗ-257. Кроме автоцистерны на шасси прицепа монтируются двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м³, поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости с помощью паропередвижной установки (ППУ) в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В снабжен воздушным компрессором, имеет подачу 13 л/с, максимальное давление 1,5 МПа. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60–10 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости в пескосмесительный агрегат. Блок манифольда 1БМ-700 высокого давления (70 МПа) с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки деталей манифольда предназначается для обвязки выкидных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Для дистанционного контроля за процессом ГРП применяется станция контроля и управления. Эта станция комплектуется контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также громкоговорителями и усилителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями.

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

6.1. Освоение нефтяных скважин. Основные положения

Освоение скважин – комплекс технологических операций по вызову притока нефти из пласта. Цели освоения – восстановление естественной проницаемости коллектора и получение продукции из скважины в соответствии с ее потенциальными возможностями. Все операции по вызову притока сводятся к созданию на забое депрессии, т.е. снижению забойного давления ниже пластового.

Движение жидкости или газа к скважине возможно лишь при условии, если

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}} + P_{\text{доп}}, \quad (6.1)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление; $P_{\text{доп}}$ – дополнительное давление, необходимое для преодоления сопротивлений, которые возникают в результате загрязнения призабойной зоны. Значение $P_{\text{доп}}$ зависит от пластового давления, физической характеристики породы продуктивного пласта, продолжительности вскрытия пласта и качества буровых растворов, с которыми осуществлялось вскрытие, спуск, цементирование и перфорация эксплуатационной колонны. При сильном загрязнении призабойной зоны скважины величину $P_{\text{доп}}$ можно уменьшить различными методами воздействия на пласт (гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка, закачка в пласт поверхностно-активных веществ и пр.).

Если в скважине находится столб жидкости с плотностью ρ и высотой H , то вышеприведенное неравенство (6.1.) можно записать в виде

$$P_{\text{пл}} > H \rho g + P_{\text{доп}}. \quad (6.2)$$

Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ – параметр, который остается неизменным в процессе освоения скважины. Следовательно, для удовлетворения неравенства могут быть изменены H , ρ и $P_{\text{доп}}$. Методы

освоения скважин основываются на изменении следующих величин: снижении плотности жидкости, заполняющей скважину, снижении уровня жидкости, применении методов воздействия на пласт.

Наиболее распространенные методы вызова притока (освоения скважины) и газа из пласта в скважину следующие:

1. Промывка скважины – замена жидкости, заполняющей скважины после процесса бурения, более легкой; например, глинистого раствора – водой или воды нефтью. Для закачки нефти в скважину применяют передвижные насосные агрегаты, смонтированные на тракторе или автомобиле.

2. Продавка сжатым газом (воздухом) – вытеснение жидкости из колонны подъемных труб сжатым газом, нагнетаемым в затрубное пространство скважины. Этот агент (газ) вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через подъемные трубы наружу и, одновременно поступая в них через специальные пусковые клапаны, газифицирует жидкость и тем самым уменьшает ее плотность. Эти клапаны устанавливают на насосно-компрессорных трубах (НКТ) на заранее рассчитанной глубине. Для нагнетания газа (воздуха) в скважину применяют передвижные компрессоры, которые подключают к задвижке затрубного пространства. Наиболее распространенный компрессор УКП-80, подача которого равна $8 \text{ м}^3/\text{мин}$, максимальное рабочее давление 8 МПа.

3. Аэрация – насыщение жидкости газом или воздухом, т.е. замена жидкости в стволе скважины на газожидкостную смесь с малой плотностью. Значительное понижение плотности жидкости в скважине может быть достигнуто при одновременном нагнетании в него воды и газа. При проведении этого процесса сначала в кольцевое пространство нагнетают жидкость. После установления циркуляции жидкости к смесителю начинают подавать сжатый газ (воздух) от компрессора. Давление в газовой линии при этом должно быть выше, чем в нагнетательной линии от насоса на 0,3–0,5 МПа. В смесителе газ хорошо перемешивается с жидкостью и газифицирует ее. Таким образом достигается постепенное снижение давления на забой, что вызывает приток нефти.

4. Поршневание (свабирование) – снижение уровня жидкости в скважине. Этот способ освоения используют при спущенных в скважину НКТ и установленной на устье арматуре. В НКТ на стальном канате с помощью лебедки от тракторного подъемника или бурового станка спускают поршень (сваб), имеющий клапан. При спуске поршня шариковый клапан открыт. При подъеме поршня клапан закрывается и весь столб жидкости, находящейся над поршнем, выносится на поверхность. При непрерывном поршневании уровень жидкости в скважине понижается, давление на забое снижается, что вызывает приток жидкости из пласта.

6.2. Выбор способа эксплуатации нефтедобывающих скважин

При разработке месторождения имеют место три способа эксплуатации скважин:

1) пластовой энергии достаточно для перемещения (продвижения) требуемого количества нефти к забоям добывающих скважин и для подъема жидкости на поверхность;

2) при данном забойном давлении обеспечивается приток жидкости в скважину и подъем ее на поверхность, однако это давление незначительно отличается от пластового давления, поэтому при низких коэффициентах продуктивности приток нефти в скважину незначителен. По условиям работы пласта забойное давление может быть снижено для увеличения притока нефти, но в этом случае это давление будет недостаточным для подъема жидкости в скважине;

3) пластовое давление равно или ниже давления, необходимого для подъема жидкости в скважине.

В первом случае добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом – наиболее эффективным и наименее затратным.

Во втором случае скважины могут эксплуатироваться фонтанным способом или с помощью скважинных насосов, применение которых обеспечивает ввод в скважины с поверхности дополни-

тельной энергии, что позволяет снижать забойное давление, увеличивать депрессию на пласт и приток жидкости.

В третьем случае применяется механизированная эксплуатация скважин с помощью глубинных насосов и других способов за счет ввода в скважину дополнительной энергии.

6.3. Эксплуатация фонтанных скважин

Подъем жидкости (нефти) в скважинах на поверхность осуществляется за счет энергии продуктивного пласта, то есть пластовой энергии достаточно для перемещения (продвижения) требуемого количества нефти к забоям добывающих скважин и для подъема жидкости на поверхность.

При решении вопроса о выборе способа эксплуатации скважины следует прежде всего определить условия ее фонтанирования, т.е. рассчитать минимальное забойное давление фонтанирования скважины ($P_{з.ф.мин}$). В случае так называемого артезианского фонтанирования

$$P_{з.ф.мин} = \rho_{ж} q H_{скв} + \Delta P_{тр ж} + P_y; \quad (6.3)$$

при выделении и наличии свободного газа в НКТ

$$P_{з.ф.мин} = \rho_{ж} q (H_{скв} - H_{нас}) + \rho_{см} q H_{нас} + \Delta P_{тр ж} + \Delta P_{тр см} + P_y, \quad (6.4)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в интервале от забоя ($H_{скв}$) до глубины $H_{нас}$, на которой давление в скважине равно давлению насыщения нефти газом; $\rho_{см}$ – средняя плотность газожидкостной смеси в интервале от сечения с отметкой $H_{нас}$ до устья скважины; $\Delta P_{тр ж}$ и $\Delta P_{тр см}$ – потери давления на трение на участках движения жидкости и газожидкостной смеси; P_y – давление на устье скважины.

Если пластовое давление $P_{пл} > P_{з.ф.мин}$, скважина может фонтанировать.

К наземному оборудованию фонтанной скважины относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанная арматура для нефтяных и газовых скважин предназначена для герметизации устья скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации, для

проведения различных технологических операций. Арматура включает трубную головку, фонтанную елку, запорные устройства с ручным или пневматическим управлением, регулирующие устройства (дрессели, штуцеры) (рис. 6.1 и 6.2).

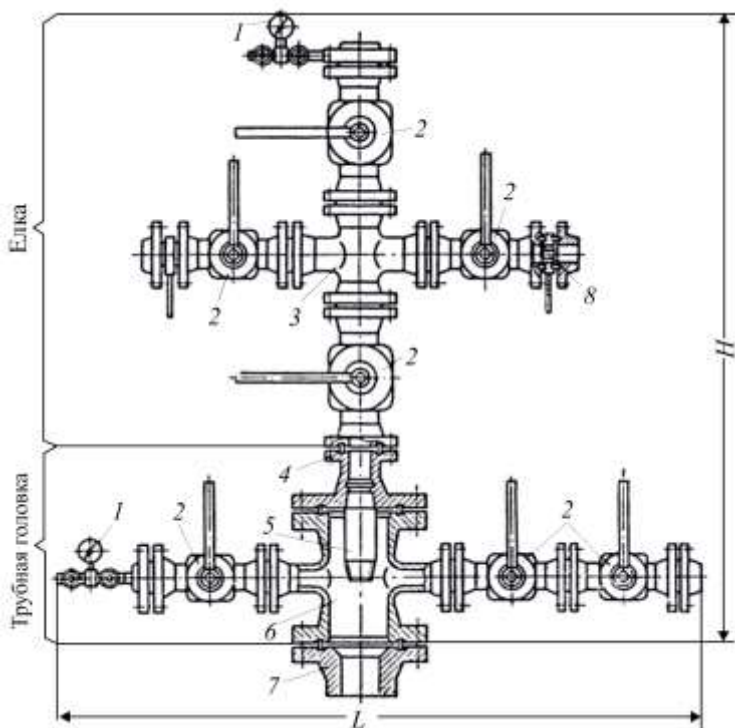


Рис. 6.1. Фонтанная арматура крестового типа с крановыми запорными устройствами: 1 – манометр; 2 – кран (задвижка); 3 – крестовик елки; 4 – переводная катушка (трубная головка); 5 – патрубок для подвески НКТ; 6 – крестовик трубной головки; 7 – фланец колонной головки; 8 – штуцер

Трубная головка предназначена для подвески насосно-компрессорных труб (НКТ), герметизации пространства между ними и обсадной эксплуатационной колонной, для выполнения техно-

логических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонну НКТ на резьбе подвешивают к трубной головке.

Фонтанная арматура предназначена для направления продукции скважины в выкидную линию, регулирования режима эксплуатации (путем установки штуцера), для установки специальных устройств (лубрикатор), для спуска скважинных приборов или скребков для очистки труб от парафина, замера давления и температуры в скважине, для проведения некоторых технологических операций.

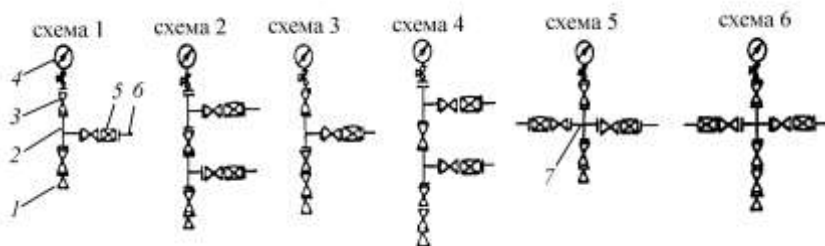


Рис. 6.2. Типовые схемы фонтанных елок
(схемы 1, 2, 3 и 4 – тройниковые; схемы 5 и 6 крестовые):
1 – трубная головка; 2 – тройник; 3 – запорное устройство;
4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель
(штуцер); 6 – ответный фланец; 7 – крестовина

В качестве запорных устройств применяют проходные пробковые краны и прямооточные задвижки с принудительной или автоматической подачей смазки.

Фонтанные арматуры различаются между собой по конструктивным и прочностным признакам: по рабочему или пробному давлению, размерам проходного сечения ствола, конструкции фонтанной елки и числу спускаемых в скважину рядов труб, по виду запорных устройств.

Фонтанная арматура собирается по схемам крестового или тройникового типа. Фонтанные арматуры (трубная головка и елка) изготавливают на рабочее давление 7,5; 12,5; 20,0; 35,0; 70 и 105 МПа, диаметрами 33–102 мм и обозначают: АФК 2^{1/2}”– 125 – арматура

фонтанная крестового типа диаметром 63 мм ($2\frac{1}{2}$ "") на рабочее давление 12,5 МПа и АФТ $2\frac{1}{2}$ " – 125 – арматура фонтанная тройникового типа диаметром 63 мм ($2\frac{1}{2}$ "") на рабочее давление 12,5 МПа.

К подземному оборудованию относятся НКТ, которые применяются при всех способах эксплуатации скважин, их еще называют фонтанными, подъемными или лифтовыми. При эксплуатации фонтанных скважин находят применение комплексы оборудования для предупреждения открытых фонтанов. Основные элементы комплексов – пакер, скважинный клапан-отсекатель, наземная станция управления.

6.4. Газлифтная эксплуатация скважин

Область применения газлифта – высокодебитные скважины с большими забойными давлениями, скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения, песочные (содержащие в продукции песок) скважины, а также скважины, эксплуатируемые в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.). Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

Логическим продолжением фонтанной эксплуатации является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности. Если притекающую пластовую энергию, характеризующую газовым фактором, дополняют энергией газа, закачиваемого в скважину с поверхности, происходит искусственное фонтанирование, которое называется *газлифтным подъемом*, а способ эксплуатации – *газлифтным*.

Газлифтная (компрессорная) эксплуатация нефтяных скважин осуществляется путем закачки в скважину газа; метод эксплуатации носит название *газлифтный*. Газ в нефтяную скважину можно подать под давлением без его дополнительной компрессии из газовых пластов. Такой способ называют *бескомпрессорным*.

Принцип действия газлифта. В скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют *воздушной*. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют *подъемной*. Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной. До закачки газа жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют статическим – $H_{ст}$. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому давлению.

$$P_{пл} = H_{ст} \rho g, \quad (6.4)$$

отсюда

$$H_{ст} = P_{пл} / \rho g. \quad (6.5)$$

По воздушной трубе (затрубному пространству) в скважину под давлением этого газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу, после чего газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается, и по мере ее насыщения газом достигается разность в плотностях газированной и негазированной жидкостей.

Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы газированную жидкость. Если газ подавать в скважину непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый динамической высотой:

$$H_{дин} = P_{заб} / \rho g. \quad (6.6)$$

При этом давление из башмака подъемной трубы

$$P_1 = (L - h_0) \rho g = h_n \rho g, \quad (6.7)$$

где L – длина подъемной трубы; h_0 – расстояние от устья скважины до динамического уровня; h_n – глубина погружения подъемной трубы в жидкость, $h_n = L - h_0$.

Применяют газлифты однорядные, полуторарядные и двухрядные (рис. 6.3).

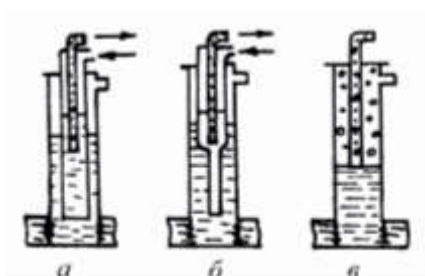


Рис. 6.3. Подъемники кольцевой системы:
а – двухрядный; *б* – полуторарядный;
в – однорядный

В однорядном подъемнике в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента – газа. Поэтому, несмотря на увеличение металлоемкости, двухрядные подъемники применяют на сильно обводненных скважинах при наличии на забое большого количества песка. С целью снижения металлоемкости применяют так называемую полуторарядную конструкцию, когда высший ряд труб заканчивают трубами меньшего диаметра, называемых хвостовиком.

Для оборудования газлифтных подъемников применяют НКТ следующих диаметров: в однорядных подъемниках – от 48 до 89 мм и редко 114 мм, в двухрядных подъемниках – для наружного ряда труб 73, 89 и 114 мм, а для внутреннего – 48, 60 и 73 мм. При выборе диаметров НКТ необходимо иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней обсадной колонной и наружной поверхностью НКТ должен составлять 12–15 мм.

Процесс запуска газлифтной скважины приведен на рис. 6.4, а график изменения давления при пуске и работе газлифтной скважины – на рис. 6.5.

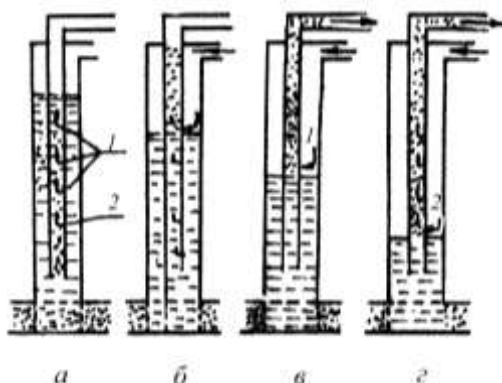


Рис. 6.4. Процесс запуска газлифтной скважины:
а – до начала процесса; *б, в, г* – в процессе запуска и работы;
1 – пусковые отверстия (клапаны); *2* – пластовая жидкость

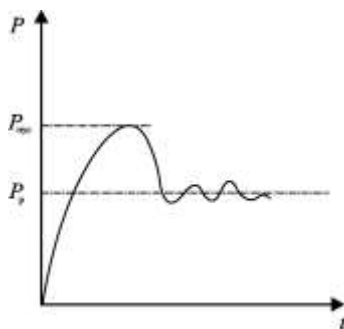


Рис. 6.5. График изменения давления при пуске и работе газлифтной скважины: $P_{\text{пус}}$ – пусковое давление; $P_{\text{р}}$ – рабочее давление

Достоинства газлифтного метода:

- 1) простота конструкции (в скважине нет насосов);
- 2) расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт), обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800–1900 т/сут);
- 3) возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и большом содержании песка, простота регулирования дебита скважин.

Недостатки газлифтного метода:

- 1) большие капитальные затраты;
- 2) низкий КПД;
- 3) повышенный расход НКТ, особенно при применении двухрядных подъемников;
- 4) быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

В конечном счете себестоимость добычи 1 т нефти при газлифтном методе ниже за счет низких эксплуатационных расходов, поэтому он перспективен.

6.5. Эксплуатация скважин штанговыми насосными установками

Прекращение фонтанирования скважин обуславливает применение других способов подъема жидкости на поверхность, к которым относится эксплуатация штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ). Эксплуатация скважин штанговыми насосами – один из основных способов механизированной добычи нефти. Две трети (70 %) фонда действующих скважин стран СНГ эксплуатируются ШСНУ, что обеспечивает 16,3 % всего объема добычи нефти. Дебит скважин составляет от десятков килограммов до 400 т

в сутки. Насосы спускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м, а в отдельных скважинах на 3200–3400 м.

Установка включает наземное и подземное оборудование. К наземному относятся станок-качалка (СК), установленному на устье, устьевым оборудованием, редуктором, электродвигателем, пультом управления, повышающим трансформатором и др. К подземному – насосно-компрессорные трубы, штанги насосные (ШН), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях (газовые и песочные якоря, штанговые скребки, центраторы и др.).

Различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы. Вставной насос в собранном виде спускается внутрь НКТ на штангах. Насос фиксируется в скважине с помощью замковой опоры, которая предварительно спускается на НКТ. Цилиндр невставного (трубного) насоса присоединяется к колонне НКТ и вместе с ней спускается в скважину. Плунжер НСН вместе с подвешенным к нему всасывающим клапаном спускается и вводится в цилиндр через НКТ на насосных штангах. Подача штангового насоса зависит от площади поперечного сечения плунжера, длины хода полированного штока, числа качаний головки балансира и других факторов.

Типовая конструкция штанговой глубинной установки представлена на рис. 6.6. Она состоит из скважинного насоса 2 вставного или невставного типа, насосных штанг 4, насосно-компрессорных труб 3, подвешенных на планшайбе 5, сальникового уплотнения 6, сальникового штока 7, канатной подвески сальникового штока 8, станка-качалки 9, фундамента 10. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра 1.

Стандартом 1966 г. было предусмотрено 20 типоразмеров станков-качалок (СК) грузоподъемностью от 1,5 до 20 т. Впервые в стране был начат выпуск приводов, в которых редуктор был поднят и установлен на подставке.

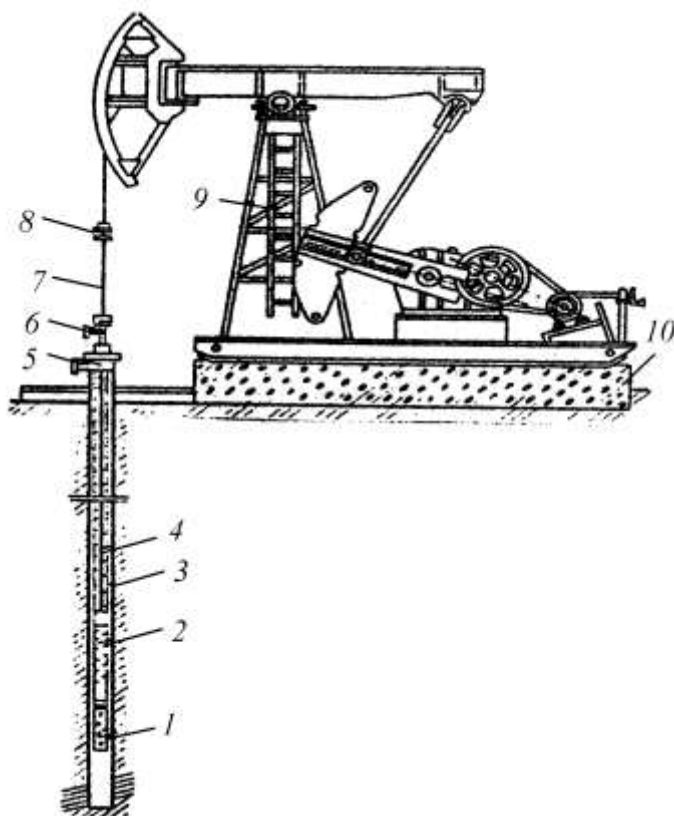


Рис. 6.6. Схема установки штангового скважинного насоса

При создании размерного ряда учитывалась унификация узлов и элементов с той целью, чтобы свести к минимуму разнообразие быстроизнашивающихся узлов и тем самым упростить изготовление, ремонт, обслуживание и снабжение оборудования запасными элементами. Фактически в серийный выпуск пошли только девять моделей, включая семь базовых и две модифицированных. Условное обозначение на примере 4СКЗ-1,2-700 расшифровывается следующим образом:

- 4СК – станок-качалка 4 – базовой модели;
- 3 – допускаемая нагрузка на головку балансира 3 т;
- 1,2 – наибольшая длина хода точки подвеса штанг 1,2 м;
- 700 – допускаемый крутящий момент на редукторе 700 кг·м.

ШСН обеспечивают откачку из скважин жидкости обводненностью до 99 %, с абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0,5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0,1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой 130 °С.

Для ускорения и облегчения выбора глубинно-насосного оборудования по заданному дебиту жидкости и глубине подвески насоса в промысловой практике часто пользуются диаграммой А.Н. Адонина [14] (рис. 6.7). На горизонтальной оси диаграммы нанесены глубины спуска насоса (L), м, и на вертикальной оси – дебиты скважин (Q), м³/сут.

Отраслевым стандартом также предусмотрен выпуск станков-качалок дезаксиального типа (СКД). Стандартом предусмотрено шесть типоразмеров в двух видах исполнения – с установкой редуктора на раме и на тумбе, таким образом, образуется 12 моделей приводов (рис. 6.8).

Отличительные особенности станков-качалок типа СКД следующие: кинематическая схема преобразующего механизма несимметричная, (дезаксиальная) с углом дезаксиала 9° и повышенным кинематическим отношением 0,6; меньшие габариты и масса; редуктор установлен непосредственно на раме станка-качалки. Дезаксиальные станки-качалки обеспечивают разное время хода штанг вверх и вниз, тогда как аксиальные – одинаковое. Поскольку разница в кинематике конструктивно обеспечивается элементарными средствами, т.е. тем или иным расположением редуктора относительно балансира, и не требует специальных изменений конструкции, то станки-качалки по рассматриваемому отраслевому стандарту не отличаются от аналогичных по Госстандарту [15, 24].

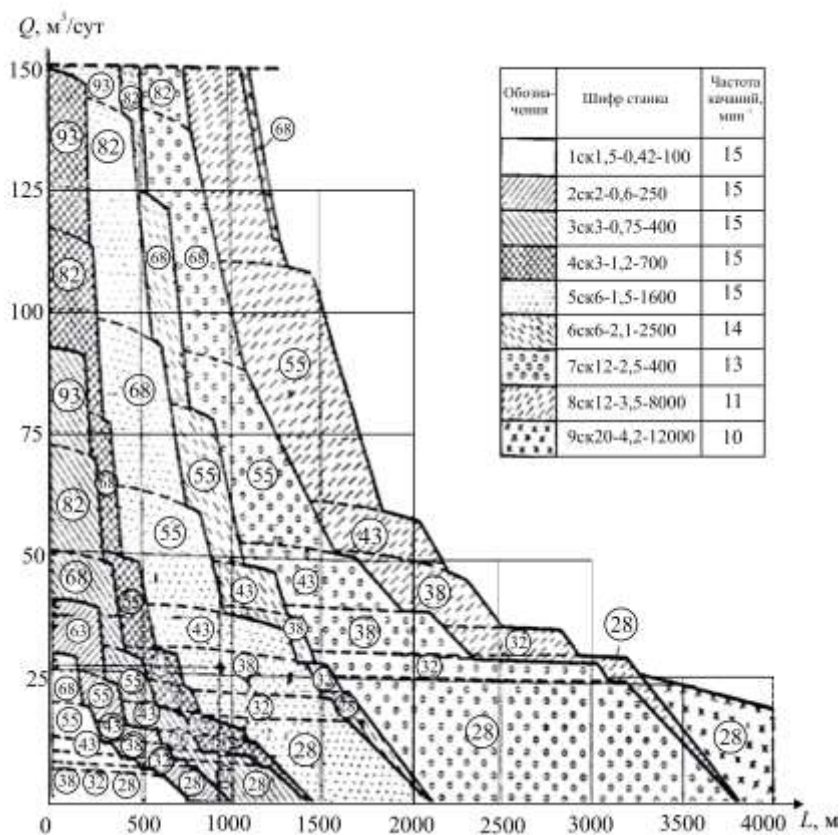


Рис. 6.7. Диаграмма для выбора глубинно-насосного оборудования

Условное обозначение рассмотрим на примере СКДТЗ-1,5-710:

- СК – станок-качалка;
- Д – дезаксиальный;
- Т – редуктор установлен на тумбе;
- 3 – номинальная нагрузка на устьевой шток 3 т;
- 1,5 – максимальная длина хода устьевого штока 1,5 м;
- 710 – номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора 710 кг·м.

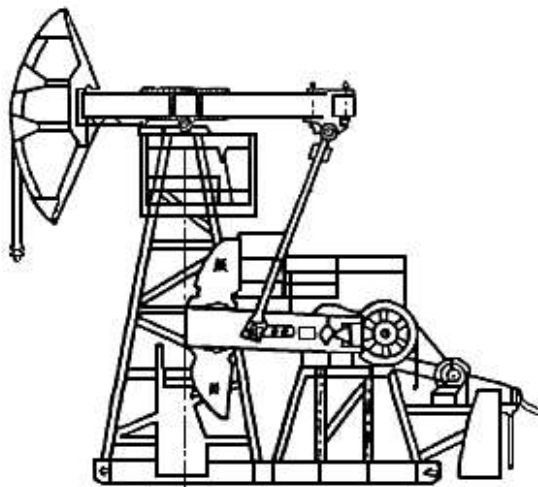


Рис. 6.8. Схема станка-качалки дезаксиального типа СКДТ с редуктором на тумбе, с кривошипным уравновешиванием

По способу крепления к колонне НКТ *различают вставные (НСВ) и невставные (НСН)* скважинные насосы. У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Недостаток НСН – сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности. Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

В трубных же насосах для извлечения цилиндра из скважины необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами, плунжером и НКТ). В этом коренное отличие между НСН и НСВ. При использовании вставных насосов в 2–2,5 раза ускоряются спуско-подъемные операции при ремонте скважин и существенно облегча-

ется труд рабочих. Однако подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи невставного.

Насос НСВ спускается на штангах. Крепление (уплотнение посадками) происходит на замковой опоре, которая предварительно опускается на НКТ. Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять в скважинах с небольшим дебитом и при больших глубинах спуска. Насос НСВ-1 – вставной одноступенчатый, плунжерный с втулочным цилиндром и замком наверху, нагнетательным, всасывающим и противопесочным клапанами (рис. 6.9).

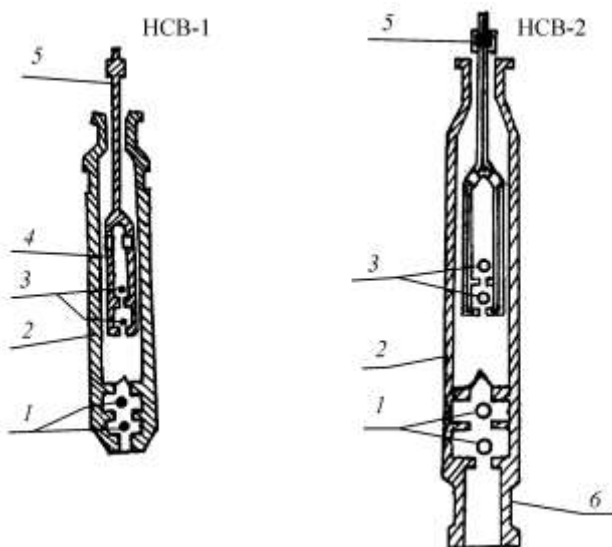


Рис. 6.9. Насосы скважинные вставные:

1 – впускной клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан;
4 – плунжер; 5 – штанга; 6 – замок

Невставной (трубный) насос (рис. 6.10) представляет собой цилиндр, присоединенный к НКТ и вместе с ними спускаемый в скважину, а плунжер спускают и поднимают на штангах. НСН целесообразны в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом.

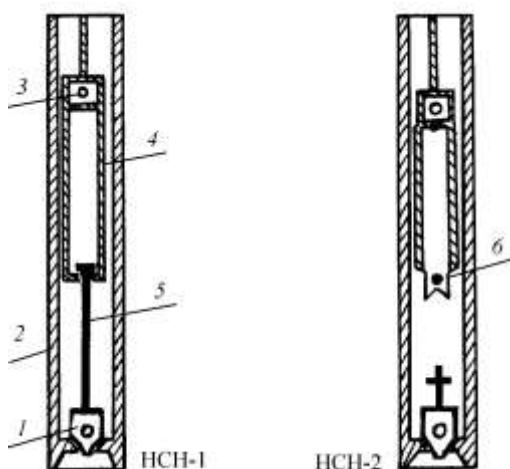


Рис. 6.10. Невставные скважинные насосы:

1 – всасывающий клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан; 4 – плунжер; 5 – захватный шток; 6 – ловитель

Условный размер насосов (по диаметру плунжера, мм) и длина хода плунжера (м) соответственно приняты в пределах:

- для НСВ 29–57 мм и 1,2–6 м;
- для НСН 32–95 мм и 0,6–4,5 м.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения от станка-качалки к плунжеру насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах. Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м – для нормальных условий эксплуатации. Для регулирования длины колонн штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса имеются также укороченные штанги (футовки) длиной 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м.

Штанги соединяются муфтами. Имеются также трубчатые (наружный диаметр 42 мм, толщина 3,5 мм). Начали выпускать насосные штанги из стеклопластика (АО «Очерский машинострои-

тельный завод»)), отличающиеся большей коррозионной стойкостью и позволяющие снизить энергопотребление до 20 %. Применяются непрерывные штанги «Кород» (непрерывные на барабанах, сечение полуэллипсное).

Особая штанга – устьевой шток, соединяющий колонну штанг с канатной подвеской. Поверхность его полирована (полированный шток). Он изготавливается без головок, а на концах имеет стандартную резьбу.

Устьевое оборудование насосных скважин предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ. Устьевое оборудование типа ОУ включает устьевой сальник, тройник, крестовину, запорные краны и обратные клапаны.

Устьевой сальник герметизирует выход устьевого штока с помощью сальниковой головки и обеспечивает отвод продукции через тройник. Тройник ввинчивается в муфту НКТ. Наличие шарового соединения обеспечивает самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью НКТ, исключает односторонний износ уплотнительной набивки и облегчает смену набивки.

Колонна НКТ подвешена на конусе в крестовине и расположена эксцентрично относительно оси скважины, что позволяет проводить спуск приборов в затрубное пространство через специальный устьевой патрубок с задвижкой.

6.6. Эксплуатация скважин погружными установками электроцентробежных насосов

На заключительной стадии эксплуатации вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Этих недостатков лишены установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) (рис. 6.11).

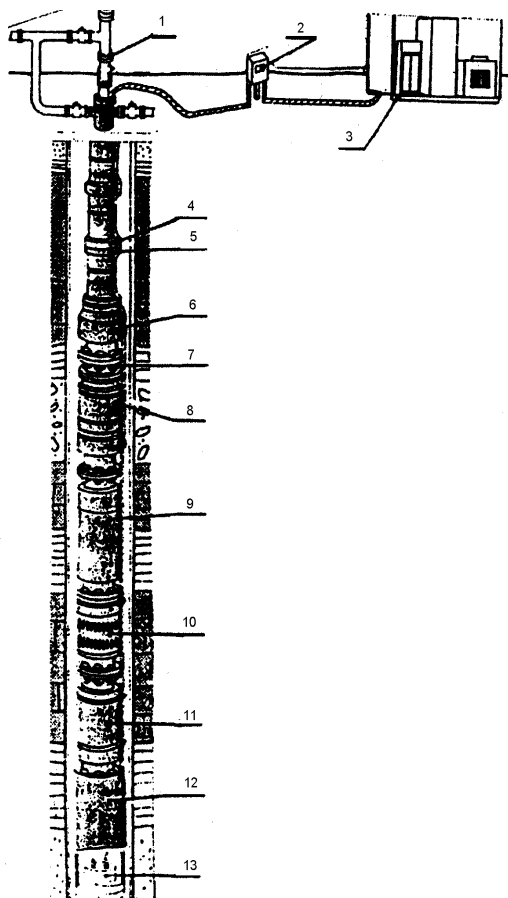


Рис. 6.11. Установка погружного центробежного насоса:

- 1 – оборудование устья скважин;
- 2 – пункт подключательный выносной;
- 3 – трансформаторная комплексная подстанция;
- 4 – клапан спускной;
- 5 – клапан обратный;
- 6 – модуль-головка;
- 7 – кабель;
- 8 – модуль-секция;
- 9 – модуль насосный газосепаратор;
- 10 – модуль исходный;
- 11 – протектор;
- 12 – электродвигатель;
- 13 – система термоманометрическая

Погружные насосы – это малогабаритные (по диаметру) центробежные, секционные, многоступенчатые насосы с приводом от электродвигателя. Обеспечивают подачу 10–1300 м³/сут и более напором 450–2000 м водного столба (до 3000 м).

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН делят на три условные группы: 5, 5А и 6 соответственно с наружными диаметрами корпусов 92, 103, 114 мм, предназначенные

для эксплуатационных колонн при минимальном внутреннем диаметре соответственно 121,7; 130; 144,3 мм.

Пример условного обозначения – УЭЦНМК5-50-1200, где У – установка; Э – привод от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; К – коррозионно-стойкого исполнения; 5 – группа насоса (5" колонна); 50 – подача, м³/сут; 1200 – напор водного столба, м.

Электродвигатели в установках применяются асинхронные, трехфазные с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения ПЭД40-103, что обозначает: погружной электродвигатель мощностью 40 кВт, диаметром 103 мм. Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения и смазки.

Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380–2300 В, сила номинального тока 24,5–86 А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора 3000 мин⁻¹, температура окружающей среды +50...90 °С.

Модуль-секция насос – центробежный многоступенчатый, секционный. Число ступеней в насосном агрегате может составлять от 220 до 400.

При откачивании пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется газосепаратор, который отводит в затрубное пространство часть газа из пластовой жидкости и улучшает работу насоса.

Гидравлическая характеристика погружного электроцентробежного насоса (рис. 6.12) «мягкая», дается заводом-изготовителем при работе насоса на воде плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ (количество ступеней – 100) и представляет собой зависимости: напора H ($H = f(Q)$), коэффициента полезного действия η ($\eta = f(Q)$) и мощности N ($N = f(Q)$) от подачи Q . При закрытой задвижке и подаче $Q = 0$ насос развивает максимальный напор H_{\max} (кривая $Q - H$). В этом случае КПД равен нулю. Если насос работает без подъема жидкости ($H = 0$, $\eta = 0$), подача его максимальна (Q_{\max}).

Наиболее целесообразная область работы насоса – зона максимального КПД (заштрихованная область). Значение η_{\max} достига-

ет 0,5–0,6. Оптимальным такой, при котором режим эксплуатации насоса является когда подача $Q_{\text{опт}}$ соответствует зоне от Q_1 до Q_2 (от –0,75 до +0,75 от максимального КПД при напоре от H_1 до H_2).

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) ($H = f(Q)$). Регулирование режима возможно как изменением характеристики насоса (изменением числа оборотов, изменением числа ступеней и др.), так и изменением характеристики «внешней сети» (изменением диаметра НКТ, применением штуцеров и др.).

Погружной насос, электродвигатель, гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса двигателя и гидрозащита имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

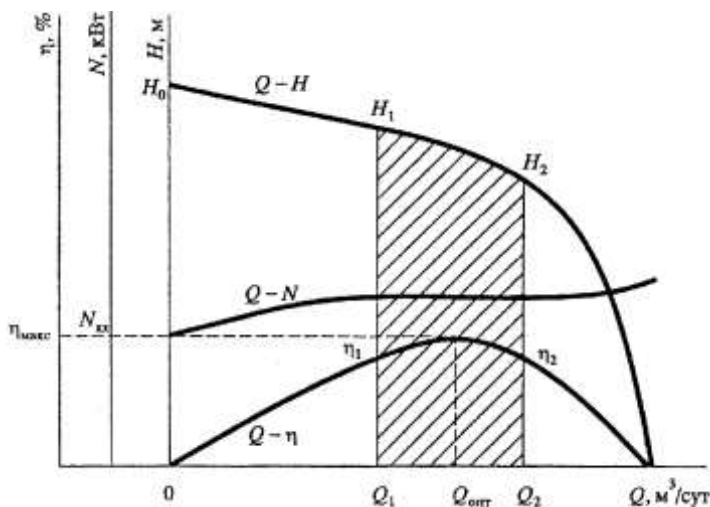


Рис. 6.12. Гидравлическая характеристика ПЭЦН

Гидрозащита предназначена для защиты ПЭД от проникновения в его полость пластовой жидкости и смазки сальника насоса и состоит из протектора и компенсатора.

Кабель с поверхности до погружного агрегата подводят питающий, полиэтиленовый бронированный (эластичная стальная оцинкованная лента) круглый кабель (типа КПБК), а в пределах погружного агрегата – плоский типа (КППП).

Станция управления обеспечивает включение и отключение установки, самозапуск после появления исчезнувшего напряжения и аварийное отключение (перегрузки, короткое замыкание, колебания давления, отсутствие притока и др.). Трансформаторы регулируют напряжение питания с учетом потерь в кабеле.

Имеется отсекающий манифольдного типа РОМ-1, который перекрывает выкидную линию при повышении или резком снижении давления (вследствие прорыва трубопровода).

6.7. Эксплуатация скважин винтовыми, гидропоршневыми, диафрагменными и струйными насосами

Принципиальная схема установок винтовых электронасосов (УЭВН) аналогична схеме УЭЦН. Основная отличительная особенность состоит в использовании винтового насоса и тихоходного электродвигателя. Они оказались эффективными при работе на вязких жидкостях. Рабочий орган винтового электронасоса – однозаходный червячный винт, вращающийся в обойме. Внутренняя поверхность обоймы представляет собой двухзаходную винтовую поверхность, соответствующую однозаходному винту. Шаг винтовой поверхности в два раза больше шага винта. При размещении винта в обойме между ними образуется ряд замкнутых полостей, перемещающихся при вращении винта от приема насоса к его выходу. Винт изготовлен из стали или титанового сплава, резиновая обойма размещена в стальном корпусе [14].

Рабочие органы одновинтового насоса (обойма и винт) в сечении резиновой обоймы и винта насоса показаны на рис. 6.13. Сечение внутренней полости обоймы образовано двумя полуокружностями с радиусами, равными половине диаметра сечения винта, и двумя общими касательными.

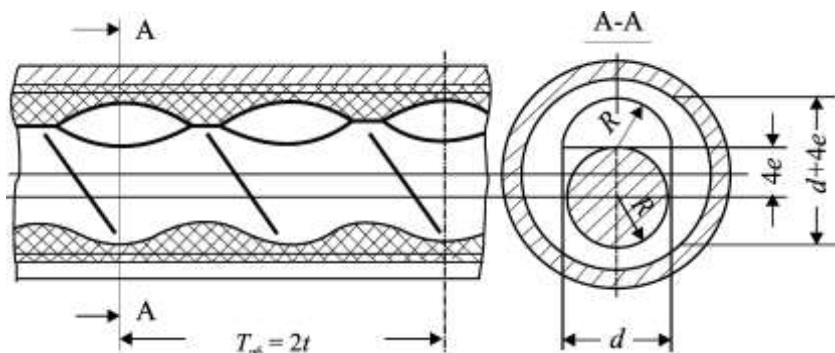


Рис. 6.13. Сечение резиновой обоймы и винта насоса

Длина касательных, т.е. расстояние между центрами этих полуокружностей, равна $4e$. Благодаря вращению вала насоса винт вращается по окружности диаметром $d = 2e$ в обратном направлении. Винтовой насос – насос объемного действия, следовательно, его теоретическая производительность прямо пропорциональна частоте вращения вала.

Подача одновинтового насоса

$$g = 4eDT, \quad (6.8)$$

где $4eD$ – площадь поперечного сечения потока жидкости.

Подача насоса за одни сутки составит

$$Q = 1440 \, 4eDTn\eta_{об}, \quad (6.9)$$

где e – эксцентриситет винта; D – диаметр сечения винта; T – шаг обоймы; n – частота вращения вала насоса, об/мин; $\eta_{об}$ – объемный КПД насоса.

Установки винтовых насосов с поверхностным приводом включают винтовой насос и колонну насосных штанг в скважине, вращение которой обеспечивает работу скважинного винтового насоса. Колонну штанг вращает электродвигатель, расположенный на устье скважины.

Отличительная особенность эксплуатации скважин *гидропоршневыми* насосами – передача энергии к погружному поршне-

вому насосу потоком жидкости, подаваемым с поверхности. Гидропоршневая насосная установка (ГПНУ) включает скважинный насос и гидродвигатель с золотниковым распределителем, объединенные в один агрегат (гидропоршневой погружной насосный агрегат). Блок подготовки рабочей жидкости и силовой насосный блок находятся на поверхности. Рабочая жидкость непрерывно нагнетается с поверхности силовым насосом насосного блока в скважину и приводит в действие гидродвигатель. По принципу действия скважинные гидропоршневые насосы можно разделить на насосы одинарного, двойного и дифференциального действия.

Диафрагменные насосы – насосы объемного типа. Их основной рабочий элемент – расположенная в верхней части насоса диафрагма, меняющая свое положение (вниз, вверх). При прогибании диафрагмы вниз в наддиафрагменную полость насоса через всасывающий клапан поступает скважинная жидкость; при прогибании вверх эта жидкость через нагнетательный клапан выдавливается в насосно-компрессорные трубы. Колебательные движения диафрагмы обеспечиваются с помощью погружного электродвигателя, специального поршня с пружиной и эксцентрика, размещенных в нижней части погружного агрегата (ниже диафрагмы). Диафрагменные насосы эффективны при откачке коррозионно-активной жидкости, содержащей мехпримеси. Откачиваемая жидкость не контактирует с подвижными элементами насоса, с помощью которых обеспечивается изменение положения диафрагмы.

Струйные насосы (СН), применяемые при эксплуатации добывающих скважин, состоят из трех основных элементов – канала подвода рабочего агента с соплом, канала подвода инжектируемой (откачиваемой) жидкости, камеры смешения и диффузора. Рабочий агент (обычно жидкость, например вода) под давлением подается через сопло в камеру смешения, при этом потенциальная энергия (энергия давления) агента частично преобразуется в сопле в кинетическую энергию. За счет этого в поток рабочего агента подмешивается (втягивается) откачиваемая жидкость. Рабочий агент и эта жидкость перемешиваются в камере смешения и поступают в диф-

фузор (расширяющийся канал), в котором часть кинетической энергии смешанного потока преобразуется в потенциальную энергию. Таким образом, в струйном насосе происходит двойное преобразование гидравлической энергии без создания избыточного (дополнительного) напора на выходе для рабочего агента. Основное преимущество струйных насосов – отсутствие подвижных элементов (частей), основной недостаток – невысокий КПД. Рабочий агент нагнетается в скважину к струйному насосу с поверхности (рис. 6.14).

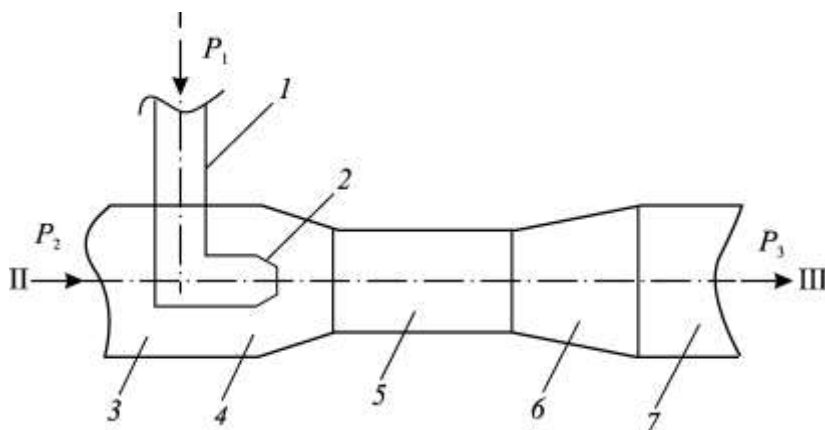


Рис. 6.14. Принципиальная схема струйного насоса (эжектора):
 I – рабочая жидкость; II – инжектируемая жидкость; III – смесь рабочей (инжектирующей) и инжектируемой жидкостей

Рабочий агент (инжектирующая жидкость) I подается по каналу 1 в рабочее (активное) сопло 2, размещенное внутри приемной части 4 камеры смешения 5. По каналу 3 подводится инжектируемая жидкость II. В активном сопле 2 часть потенциальной энергии рабочего агента преобразуется в кинетическую энергию струи рабочей жидкости. При вытекании струи рабочей жидкости в приемную часть камеры смешения давление в ней (между срезом рабочего сопла и началом цилиндрической части камеры) понижается, в результате часть инжектируемой жидкости подхватывается рабочей

жидкостью. В камере 5 при турбулентном смешении двух потоков часть кинетической энергии рабочего агента передается инжектируемой жидкости. Этот процесс сопровождается выравниванием скоростей и давлений потоков. В диффузоре 6, куда поступает смешанный поток, часть кинетической энергии потока преобразуется в потенциальную энергию. Потенциальная энергия рабочей жидкости определяется давлением P_1 , смешанного потока на выходе из струйного насоса (СН) – давлением P_3 . Давление инжектируемой жидкости на входе в СН (P_2) меньше давления P_1 и P_3 .

6.8. Гидродинамические, потокометрические и термометрические исследования скважин

Основная задача исследований залежей и скважин – получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин.

Гидродинамические методы исследования – метод установившихся отборов и метод восстановления давления – основаны на измерении дебитов и забойных давлений (или их изменений во времени). По данным гидродинамических исследований можно определить коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, проницаемость призабойной и удаленной зон пласта, гидропроводность пласта, пластовое давление, пьезопроводность, подвижность. Задачи исследований: контроль продуктивности скважин; изучение влияния режима их работы на производительность; оценка фильтрационных параметров пласта. Метод установившихся отборов позволяет определить параметры призабойной зоны пласта. Метод восстановления давления или неустановившихся отборов характеризует параметры пласта в удаленной зоне.

Исследование фонтанных скважин необходимо для установления правильного режима эксплуатации. Исследования проводятся как методом пробных откачек, так и по кривой восстановления забойного давления после остановки скважины. Метод пробных откачек применяют при исследовании для определения продуктивной характеристики скважин и установления технологического режима

ее работы, а исследование по кривой восстановления забойного давления – для определения параметров пласта.

Кроме этого, периодически ведут отбор проб для определения свойств нефти. Идея метода пробных откачек – в замене (4–5 раз) штуцеров и измерении параметров. Глубинные измерения производятся глубинными приборами (манометрами), которые лебедками (ручными, механизированными) спускают в скважину на стальной проволоке диаметром от 0,6 до 2,0 мм.

По данным исследования строят графики зависимости дебита скважины Q от забойного давления $P_{\text{заб}}$ или от величины депрессии ΔP , т.е. перепада между пластовым и забойным давлениями ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$). Такие графики называются **индикаторными диаграммами** скважин. По форме линии индикаторных диаграмм (рис. 6.15) могут быть прямыми (линия 1), выпуклыми (линия 2) и вогнутыми (линия 3) относительно дебитов.

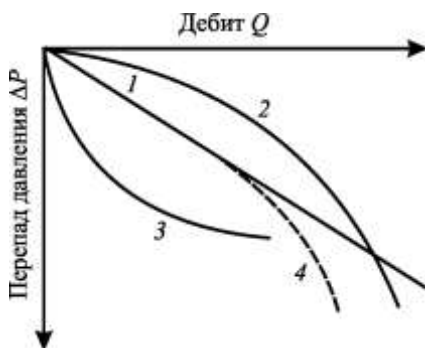


Рис. 6.15. Индикаторные диаграммы

Если пласт эксплуатируется при водонапорном режиме и приток однородной жидкости в скважину происходит по линейному закону фильтрации, то для добывающей скважины индикаторная диаграмма *прямолинейная*.

Если диаграмма *криволинейная*, с выпуклостью, обращенной к оси дебитов (линия 2), или одна часть диаграммы прямолинейна, а другая при увеличении депрессии и дебитов – криволинейна (линия 4), то это происходит вследствие нарушения линейного закона филь-

трации. Во всех случаях, когда залежь эксплуатируется на режиме, отличающемся от водонапорного, индикаторная линия будет выпуклой по отношению к оси дебитов.

Форма индикаторной линии может быть *вогнутой* по отношению к оси дебитов (линия 3). Это возможно в двух случаях: первый – исследование на приток неудовлетворительно и его необходимо повторить; второй – режим фильтрации является неустановившимся и скважину надлежит исследовать методом восстановления давления.

Приток жидкости к забою скважины определяется зависимостью:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n, \quad (6.10)$$

где K – коэффициент продуктивности; n – коэффициент, показывающий характер фильтрации жидкости через пористую среду.

При линейном законе фильтрации $n = 1$ (индикаторная линия – прямая). Линию, выпуклую к оси дебитов, получают при $n > 1$, а вогнутую – при $n < 1$.

При линейном законе фильтрации уравнение (6.10) принимает вид

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}). \quad (6.11)$$

Коэффициентом продуктивности добывающей скважины K называется отношение ее дебита к перепаду (депрессии) между пластовым и забойным давлениями, соответствующими этому дебиту:

$$K = Q / (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) = Q / \Delta P. \quad (6.12)$$

Если дебит измерять в т/сут ($\text{м}^3/\text{сут}$), а перепад давления в паскалях, то размерность коэффициента продуктивности будет т/(сут·Па), или $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{Па})$. Однако величина *паскаль* чрезмерно мала, поэтому для промысловых измерений давления лучше пользоваться кратными единицами – мегапаскалем (МПа) или килопаскалем (кПа).

Коэффициент продуктивности обычно определяют по данным индикаторной линии. Если индикаторная линия имеет прямолинейный участок, который затем переходит в криволинейный, то коэффициент продуктивности определяют только по прямолинейному

участку. Для установления коэффициента продуктивности по криволинейному участку необходимо знать перепад давления, соответствующий этому коэффициенту.

По полученному в результате исследования скважины коэффициенту продуктивности устанавливают режим ее работы, подбирают необходимое эксплуатационное оборудование. По изменениям этого коэффициента судят об эффективности обработок призабойной зоны скважин, а также о качестве подземных ремонтов. Сравнивая газовые факторы и коэффициенты продуктивности до и после обработки или ремонта скважины, судят о состоянии скважины.

Потокометрические методы – скважинные дебито- и расходометрические исследования – позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и профили поглощения (приемистости) в нагнетательных скважинах. При исследовании в работающую нагнетательную скважину на электрическом кабеле спускают скважинный прибор – расходомер (в добывающую скважину – дебитомер), датчик которого подает на поверхность электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости. По данным измерений строят расходо- или дебитограмму, по которым выделяют работающие интервалы, определяют их долевое участие в общем расходе и оценивают степень охвата разработкой по толщине пласта.

Профилем притока или приёмистости называют график зависимости количества Q жидкости (газа), поступающей из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины ее залегания. Профиль притока жидкости при движении ее вверх по стволу скважины называется профилем притока, при движении вниз – профилем приёмистости.

Изучение профилей притока и приёмистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и продолжается периодически в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин. Дифференциальный профиль строится по расчетным значениям удельного дебита (расхода) q_i с помощью формулы

$$q_i = (Q_{i \max} - Q_{i \min}) / \Delta l, \quad (6.13)$$

где $Q_{i \max}$, $Q_{i \min}$ – соответственно расход в верхней и нижней точках изучаемого интервала глубин, относящихся к глубинам $l_{\text{верх}}$ и $l_{\text{ниж}}$, Δl – величина выбранного интервала, $\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$. По этому профилю определяются расходы жидкости по отдельным участкам ствола скважины (рис. 6.16).

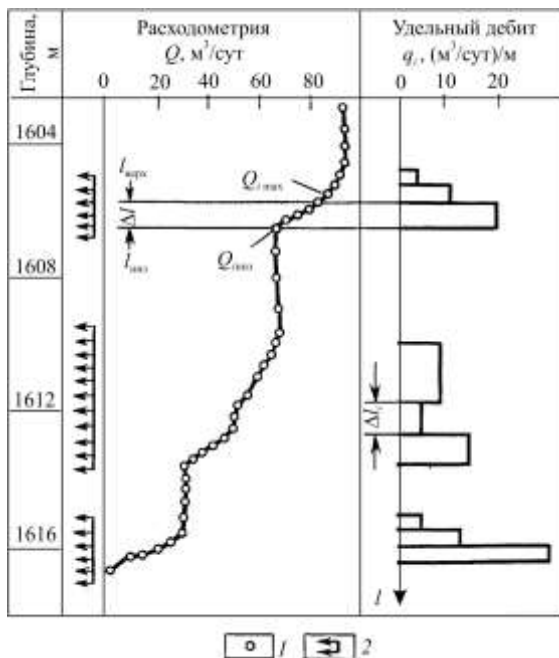


Рис. 6.16. Пример построения профилей притока:
1 – точечные замеры; 2 – интервал перфорации

Термометрические исследования скважин позволяют изучить распределение температуры в длительно простаивающей (геотерма) или в работающей (термограмма) скважинах, по которым можно определить геотермический градиент, выделить работающие и обводненные интервалы пласта, контролировать техническое состояние скважины. По данным термометрических исследований скважин выделяют продуктивные горизонты, определяют границы кровли и подошвы пласта, находят интервалы поглощений жидко-

сти. По эпюре распределения температур в стволе скважины определяют: глубину, на которой начинает выделяться парафин; места нарушения герметичности колонны труб; техническое состояние обсадной колонны; высоту подъема цементного кольца; наличие затрубной циркуляции вод.

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем пластовая, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой (Γ) (рис. 6.17) [10].

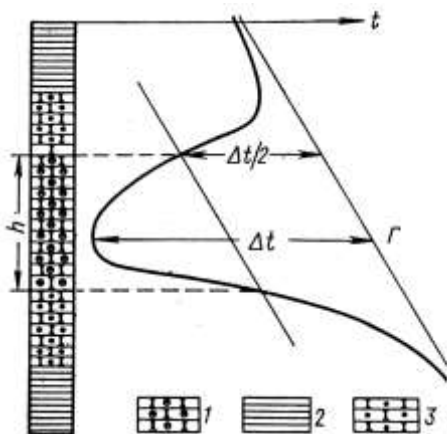


Рис. 6.17. Выделение обводненного участка пласта по данным термометрии:

1 – обводненный нефтеносный песчаник; 2 – глина; 3 – нефтеносный песчаник; h – часть пласта, обводненная нагнетаемой водой

Обводненный пласт определяется по положению точки, характеризующейся минимальной температурой Δt , и определяется ее отклонением Δt от геотермы Γ , т.е. интервал прорыва закачиваемых вод по пласту регистрируется отрицательной температурной аномалией. Точки пересечения линии, проведенной на расстоянии $\Delta t/2$ параллельно геотерме, с термограммой определяют интервал прохождения температурного фронта нагнетаемых вод.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений.

Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся – пониженными значениями относительно соседних участков. Термограммы действующих скважин отличаются от геотерм, так как их форма определяется не только распределением температуры в породах, но и процессами теплообмена между потоком жидкости или газа с окружающей средой. Термограммы действующих скважин отличаются от геотерм, так как их форма определяется не только распределением температуры в породах, но и процессами теплообмена между потоком жидкости или газа с окружающей средой [4]. Характерный вид геотермы и термограмм в действующих добывающих и нагнетательных скважинах приведен на рис. 6.18.

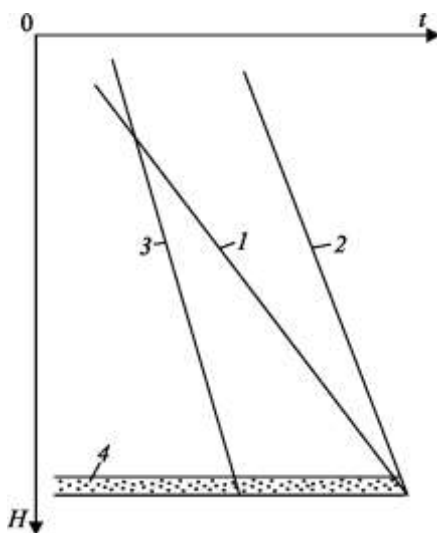


Рис. 6.18. Сопоставление геотермы с термограммами действующих добывающей и нагнетательной скважин:

1 – геотерма; 2 – термограмма в действующей добывающей скважине;
3 – в нагнетательной скважине; 4 – продуктивный пласт

6.9. Подземный ремонт скважин

Нарушение работы добывающих скважин в процессе эксплуатации приводит к полному прекращению подачи жидкости или ее существенному снижению, что связано, обычно, с выходом из строя подземного или наземного оборудования. При нарушении работы нагнетательной скважины прекращается закачка воды в пласт через эту скважину для поддержания давления в залежи.

Все работы по вводу скважин в эксплуатацию связаны со спуском в них оборудования: НКТ, глубинных насосов, насосных штанг и т.п. В процессе эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным или насосным способом нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении подачи жидкости. Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважины связаны с подъемом подземного оборудования для его замены или ремонта, очисткой скважины от песчаной пробки желонкой или промывкой, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Изменение технологического режима работ скважин вызывает необходимость изменения длины колонны подъемных труб, замены НКТ, спущенных в скважину, трубами другого диаметра, УЭЦН, УШСН, ликвидации обрыва штанг, замены скважинного устьевого оборудования и т.п. Все эти работы относятся к **подземному (текущему)** ремонту скважин и выполняются специальными бригадами по подземному ремонту [13].

Текущий ремонт скважин (ТРС) подразделяется на предупредительный ремонт, вынужденный ремонт и технологические работы. Предупредительный ремонт включает смену фонтанного или газлифтного оборудования, смену скважинного насоса или его узлов, очистку труб и штанг от парафина. Вынужденный ремонт – ликвидация обрывов и отворотов штанг, ремонт колонны лифтовых труб, замена вышедшего из строя насосного оборудования, повторный ремонт. Технологические работы – переход на другой способ эксплуатации, замена насосного оборудования на иной типоразмер,

изменение глубины подвески внутрискважинного оборудования, установка защитных приспособлений, смена штанг или НКТ на другой диаметр.

Более сложные работы, связанные с ликвидацией аварии с обсадной колонной (слом, смятие), с изоляцией появившейся в скважине воды, переходом на другой продуктивный горизонт, ловлей оборвавшихся труб, кабеля, тартального каната, гидравлический разрыв пласта (ГРП) или какого-либо инструмента, относятся к категории *капитального ремонта*.

Капитальный ремонт скважин можно подразделить на работы, проводимые в стволе скважины, и воздействие на фильтр и призабойную зону пласта. Комплекс работ, проводимых в стволе скважины, включает ликвидацию дефектов обсадной колонны, изоляцию проявившихся вод и заколонных перетоков, выполнение ловильных работ, переход на другой продуктивный горизонт, забуривание второго ствола или горизонтальных отводов. Воздействие на фильтр и призабойную зону пласта – это перфорирование эксплуатационной колонны, крепление призабойной зоны, термическая обработка фильтровой и призабойной зоны, кислотная обработка, гидравлический разрыв пласта.

Работы по капитальному ремонту скважин выполняют специальные бригады. Задачей промысловых работников, в том числе и работников подземного ремонта скважин, является сокращение сроков подземного ремонта, максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

Высококачественный подземный ремонт – главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины.

Под межремонтным периодом работы скважин понимается продолжительность фактической эксплуатации скважины от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами. Продолжительность межремонтного периода работы скважины обычно определяют один раз в квартал (или полу-

годие) путем деления числа скважино-дней, отработанных в течение квартала (полугодия), на число подземных ремонтов за то же рабочее время в данной скважине.

Для увеличения межремонтного периода большое значение имеет комплексный ремонт – ремонт наземного оборудования и подземный ремонт скважины. Чтобы гарантийный срок работы скважины был выдержан, ремонт наземного оборудования должен быть совмещен с подземным ремонтом. Поэтому на промысле заранее должны быть составлены комплексные графики на подземный ремонт и на ремонт наземного оборудования.

Коэффициент эксплуатации скважин – отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год.

Коэффициент эксплуатации всегда меньше 1 и в среднем по нефте- и газодобывающим предприятиям составляет 0,94–0,98, т.е. от 2 до 6 % общего времени приходится на ремонтные работы в скважинах.

Текущий ремонт выполняет бригада по подземному ремонту (НГДУ). Организация вахтовая, бригада состоит из трех человек: оператор с помощником у устья и тракторист-шофер на лебедке.

Капитальный ремонт выполняют бригады капитального ремонта, входящие в состав сервисных предприятий нефтяных компаний.

7. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

7.1. Расчет запасов газа в залежи объемным методом

Подсчет геологических запасов газа объемным методом основан на знании геометрического объема порового пространства газовой залежи, коэффициента газонасыщенности, пластового давления (начального и конечного) и величины коэффициента сверхсжимаемости при этих давлениях, температуры пласта. Запасы газа в залежи составляют:

$$Q_{\Gamma} = F h m k_{\text{н.г.н}} f (P_{\text{н}} \alpha_{\text{н}} - P_{\text{к}} \alpha_{\text{к}}), \quad (7.1)$$

где Q_{Γ} – балансовые (геологические) запасы газа, м³; F – площадь нефтеносности, м²; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м; m – пористость пласта, д.ед; $k_{\text{н.г.н}}$ – коэффициент начальной газонасыщенности, д. ед; f – поправка на изменение температуры, д. ед.,

$$f = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}}, \quad (7.2)$$

$t_{\text{ст}}$ – температура стандартная, $t_{\text{ст}} = 20$ °С; $t_{\text{пл}}$ – температура пластовая, °С; $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{к}}$ – начальное и конечное пластовое давление, МПа, ($P_{\text{к}} = 0,1$ МПа); $\alpha_{\text{н}}$ и $\alpha_{\text{к}}$ – поправки на сверхсжимаемость газа соответственно в начальный и конечный период разработки:

$$\alpha = \frac{1}{z}, \quad (7.3)$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости газа, учитывающий отклонение свойств реального газа от идеального (отличие свойств от закона Бойля – Мариотта), $z = \frac{PV}{RT}$ (P – давление газа, V – объем газа, R – универсальная газовая постоянная, T – абсолютная температура).

7.2. Расчет запасов газа в залежи по методу снижения пластового давления при газовом режиме

Запасы газа разрабатываемых месторождений могут быть определены или уточнены по результатам кратковременной их эксплуатации методом снижения пластового давления. Сущность метода состоит в следующем. По данным кратковременного периода эксплуатации месторождения строят график зависимости средне-взвешенного по объему газовой залежи пластового давления от суммарного количества отобранного газа для различных моментов времени. Путем экстраполяции графика до оси абсцисс определяют извлекаемые запасы газа, используя соотношение

$$Q_{\text{зап}} = Q_{\text{доб}(t)} \frac{P_{\text{нач}} \alpha_{\text{нач}}}{P_{\text{нач}} \alpha_{\text{нач}} - P_{\text{ср}(t)} \alpha_{\text{ср}(t)}}, \quad (7.4)$$

где $Q_{\text{зап}}$ – начальные извлекаемые запасы газа, м^3 ; $Q_{\text{доб}(t)}$ – добыча газа с начала разработки за определенный период времени (например, за 5 лет), м^3 ; $P_{\text{нач}}$ и $P_{\text{ср}(t)}$ – соответственно начальное и среднее давление в залежи за период времени извлечения определенного объема газа (например, за 5 лет), МПа; $\alpha_{\text{нач}}$ и $\alpha_{\text{ср}(t)}$ – поправки на отклонение свойств реального газа по закону Бойля – Мариотта от свойств идеальных газов (соответственно для давлений $P_{\text{нач}}$ и $P_{\text{ср}(t)}$).

Запасы газа приведены к атмосферным условиям. Метод подсчета запасов газа по снижению давления в случае водонапорного режима неприменим.

7.3. Режимы газоносных пластов. Газовый и водонапорный режимы

При газовом режиме приток газа к забоям добывающих скважин происходит за счет его упругого расширения. Главные признаки проявления газового режима при разработке залежей – снижение пластового давления и практическая неизменность объема порового пространства, занятого газом [2, 8, 14, 22].

При водонапорном режиме приток газа к забоям скважин происходит как за счет его упругого расширения при снижении пластового давления, так и за счет вытеснения газа поступающей из за-

контурной области водой. Внедряющаяся вода замедляет темп снижения пластового давления и поддерживает на высоком уровне дебиты скважин. Поэтому особенности проявления водонапорного режима – медленное снижение пластового давления и низкий темп уменьшения дебитов скважин, уменьшение объема залежи, занятого газом.

Режим работы газовой залежи можно определить графически путем построения зависимости изменения P_T^* (приведенного средневзвешенного пластового давления газовой залежи) от суммарного отбора газа Q_d во времени (рис. 7.1, кривая 1). Как видно из данного рисунка, при газовом режиме зависимость между приведенным пластовым давлением и количеством отобранного газа в процессе разработки носит линейный характер. При этом, если не учитывать коэффициент сжимаемости, значение α не является постоянным, а увеличивается с падением давления (рис. 7.1, кривая 5). Поэтому режим разработки залежи ошибочно можно принять за газоводонапорный.

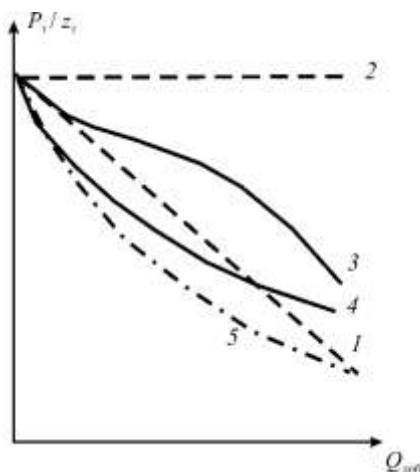


Рис. 7.1. Изменение P_T/z_T в зависимости от $Q_{доб}$.
 Режимы: 1 – газовый; 2 – жестководонапорный;
 3 – газоводонапорный; 4 – переток газа;
 5 – зависимость P_T от $Q_{доб}$

При водонапорном режиме характер изменения приведенного пластового давления в зависимости от количества отобранного газа отличается от характера изменения этих параметров при газовом режиме. Теоретически при жестководонапорном режиме постепенно уменьшается объем залежи, занятый газом, и имеет место полное восстановление пластового давления, т.е. значение P_t^* в процессе разработки залежи должно оставаться постоянным (кривая 2).

При упруговодонапорном (газоводонапорном) режиме часть энергии сжатого газа в пласте по мере истощения залежи восполняется энергией внедряющейся воды. Как правило, в процессе разработки газовых месторождений в этом случае в начальной стадии характер падения пластового давления аналогичен характеру при газовом режиме (рис. 7.1, кривая 3). Это объясняется незначительным поступлением воды в начальный период в газовую залежь. Различать газовый и упруговодонапорный режимы при прямолинейной зависимости P_t^* от Q_d можно лишь в том случае, если есть дополнительная информация, в частности: по данным изменения уровня воды в пьезометрических скважинах; по результатам ядерно-геофизических исследований скважин, вскрывших ГВК путем прослеживания положения ГВК в процессе разработки; по данным, полученным при обводнении и после гидрохимического анализа воды, добываемой с газом.

Для газоносных пластов основными источниками пластовой энергии являются: напор краевых вод; упругие силы воды и породы; давление расширяющегося газа. В зависимости от преобладающего действия того или иного источника пластовой энергии определяется режим работы газовой залежи.

Водонапорный режим. Основной источник энергии при этом режиме – напор краевых (подошвенных) вод. Условия проявления водонапорного режима в газовых залежах аналогичны условиям проявления этого же режима в нефтяных залежах. При равенстве объемов извлеченного газа и поступающей в пласт воды пластовое давление не снижается, а отбор газа из пласта сопровождается постепенным подъемом газоводяного контакта. Если увеличить темпы отбора газа, можно нарушить соответствие между объемами отби-

раемого газа и поступившей в пласт воды и в залежи, наряду с водонапорным режимом может установиться упруговодонапорный или газовый режимы. Следовательно, снижение пластового давления в газовой залежи при водонапорном режиме зависит от текущего отбора газа. Водонапорный режим газоносных пластов встречается редко. Изменение пластового давления при разработке газового месторождения показано на рис. 7.2.

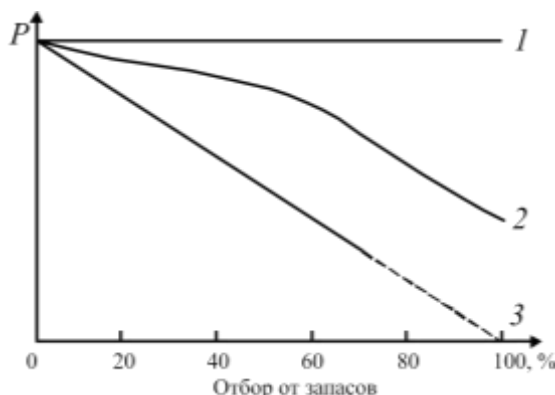


Рис. 7.2. Изменение пластового давления при разработке газового месторождения: 1 – полное замещение отобранного газа водой (водонапорный режим); 2 – частичное замещение отобранного газа водой; 3 – газовый режим

Упругогазоводонапорный режим. Основным источником энергии при этом режиме – упругие силы воды и породы, а также расширяющегося газа. Действие упругих сил превалирует, если проницаемость пласта невысокая, строение пласта неоднородное, а область питания расположена на значительном удалении от залежи, т.е. гидродинамическая связь газовой залежи с областью питания слабая. Действие упругих сил воды и породы проявляется в залежи не сразу, поскольку при первых отборах газа пластовое давление в залежи снижается незначительно. Однако небольшое снижение пластового давления вызовет расширение газа, напор которого будет единственным источником пластовой энергии на первом этапе раз-

работки газовой залежи, т.е. в начальный период в ней устанавливается газовый режим.

Непрекращающийся стабильный отбор газа способствует снижению пластового давления не только внутри залежи, но и в окружающей залежь водоносной части пласта. В результате создаются условия для проявления упругих сил воды и породы. Действие этих сил направлено в сторону залежи. Пластовые воды, поступая в залежь, занимают освободившийся объем пласта. При этом начинается медленный подъем газоводяного контакта. Напор, создаваемый упругими силами воды и породы, не компенсирует падение пластового давления, которое при стабильных отборах газа продолжает снижаться. По мере продолжающегося отбора газа и снижения пластового давления в залежи скорость продвижения воды возрастает, тем самым способствуя увеличению газоотдачи в конечный период разработки. Упругогазоводонапорный режим часто встречается в газовых залежах.

Газовый режим. В залежах с газовым режимом отбор газа производится за счет давления, создаваемого расширяющимся газом. Поэтому газовый режим называют еще режимом расширяющегося газа. Этот режим проявляется в залежах, приуроченных к полностью запечатанным ловушкам, образовавшимся в результате литологического ограничения и тектонического экранирования. Обычно это небольшие залежи.

Для газового режима характерно снижение пластового давления, прямо пропорциональное отбору газа, так как внешних источников для поддержания пластового давления с таким режимом не имеется. Газовый режим может возникнуть в залежах, в которых действуют водонапорный и упруговодонапорный режимы, если темпы отбора газа будут существенно превышать скорость поступления в залежь краевых вод.

7.4. Газоотдача пластов при разработке газовых месторождений

Газоотдача (коэффициент газоотдачи) является важнейшим параметром, от правильного определения которого зависит полнота

извлечения газа, прогноз разработки месторождения, система его обустройства и, в конечном итоге, эффективность разработки.

Коэффициент газоотдачи газовых и газоконденсатных пластов, как правило, выше, чем коэффициент нефтеотдачи, по ряду причин. В отличие от нефти газы слабо взаимодействуют с поверхностью пористой среды, обладают небольшой вязкостью (в 100 и более раз меньшей, чем вязкость легких нефтей); вследствие большой упругости сжатый газ всегда обладает запасом энергии, необходимой для фильтрации в пористой среде; при этом пластовое давление уменьшается до значений, близких к атмосферному. Поэтому газоотдача газовых залежей может достигать 90–95 %. Однако следует учитывать то, что на газоотдачу влияет множество факторов и значение ее практически бывает ниже указанных цифр.

Коэффициент газоотдачи равен отношению извлеченных запасов газа к начальным его запасам, достигает 0,8–0,85 при водонапорном и 0,9–0,95 – при газовом режимах.

Одним из факторов, влияющих на газоотдачу, является остаточное давление в пласте в конечной стадии эксплуатации. Естественно, что наибольшая газоотдача пласта может быть достигнута при снижении пластового давления до возможно минимального, при котором устьевые давления в скважинах будут близки или даже ниже атмосферного (отсос газа из скважины под вакуумом). Однако при этих условиях дебиты скважин становятся низкими вследствие небольших перепадов давления ($P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$).

Поэтому, исходя из технико-экономических соображений, разработку газовой залежи практически прекращают при давлениях на устье скважин больших атмосферного. Начальные извлекаемые запасы газа – геологические (балансовые) запасы, умноженные на проектный коэффициент газоотдачи.

7.5. Стадии (периоды) разработки газовых месторождений

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений выделяют три стадии, или три периода. *Первый* – период нарастающей добычи (период разбуривания месторождения, обустройства

промысла, вывода месторождения на постоянную добычу газа). Первая стадия может продолжаться до 7–10 лет, отбор газа достигает 20–25 % от начальных извлекаемых запасов. *Второй* период характеризуется постоянной добычей (продолжается разбуривание залежи для поддержания постоянного уровня добычи, сооружается дожимная компрессорная станция или увеличивается ее мощность). В течение второго периода отбирается до половины начальных запасов газа и коэффициент газоотдачи достигает 60–70 %. Период постоянной добычи зависит от достигнутого темпа отбора газа: чем он выше, тем продолжительность периода меньше. *Третий* период характеризуется падающей добычей, уменьшением фонда добывающих скважин, их дебитов, появлением воды в продукции скважин, значительным снижением пластового давления.

7.6. Показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Процесс разработки газового месторождения включает два периода: 1) период опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ); 2) период промышленной разработки. В период ОПЭ месторождение вводится в разработку, осуществляются доразведка и исследования с целью подготовки исходных данных для проектирования промышленной разработки. В соответствии с этими периодами выделяются два этапа при проектировании разработки газового месторождения – этап составления проекта ОПЭ и этап составления проекта разработки.

В проекте ОПЭ предусматривается проведение исследований скважин и продуктивных пластов с целью уточнения геологического строения месторождения (тектоника, наличие водоносных пластов, активность водонапорной системы, границы залежей, положение газоводяного контакта); коллекторских свойств газоносных и водоносных пластов, запасов газа, оценки факторов, ограничивающих отборы газа из скважин и др. Осуществляется обоснование или уточнение технологической схемы сбора и промысловой обработки

(подготовки к магистральному транспорту) добываемого газа. Продолжительность периода ОПЭ устанавливается до трех лет.

В процессе разбуривания месторождения, проведения плановых и дополнительных исследований происходит постоянное уточнение всех параметров и показателей, определяющих геолого-физическую характеристику месторождения в целом и отдельных его залежей и участков. На основе накопленных сведений может быть составлен проект доработки месторождения. Таким образом, процесс проектирования разработки и эксплуатации газового или газоконденсатного месторождения является, по существу, непрерывным во времени, чему способствует внедрение в практику проектирования пакетов компьютерных программ, с помощью которых осуществляется математическое моделирование процесса добычи газа. На начальных этапах моделирования используются приближенные (более простые) методы расчетов, по мере накопления информации прогнозирование разработки ведется в более строгой математической постановке.

Показатели разработки в проекте ОПЭ месторождения определяются, как правило, исходя из газового режима. Эти показатели включают:

- пластовые давление и температуру;
- характеристику (состав, физико-химические свойства) газа и пластовой воды;
- характеристику пористой среды (коллекторские и другие свойства вмещающих газ и пластовую воду горных пород);
- ограничения при отборе газа из скважин (допустимые технологические режимы эксплуатации скважин);
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений в двухчленной формуле притока газа к скважинам;
- темпы и уровни добычи газа и др.

В проекте промышленной разработки месторождения определяются следующие показатели:

- изменение во времени (динамика) пластовых, забойных и устьевых давлений в скважинах;
- изменение во времени температуры газа в пласте, на забое и на устье газовых скважин;

- изменение во времени средних дебитов скважин по газу и по выносимой с ним воде;

- изменение во времени депрессий на пласт (средних или по конкретным скважинам) при эксплуатации скважин;

- изменение во времени количества скважин (добывающих, резервных, наблюдательных);

- очередность ввода скважин в эксплуатацию;

- динамика добычи газа, газового конденсата;

- количество и местоположение групповых пунктов сбора и обработки газа;

- диаметры и протяженность промысловых газопроводов (шлейфы, газосборные коллекторы);

- сроки ввода в эксплуатацию промысловых дожимных компрессорных станций (ПДКС) и др.

Основные разделы проектных документов включают обоснование (на основе выполнения расчетов, применения метода аналогий и др.):

- режима разработки газовой залежи;

- схемы размещения скважин;

- конструкции скважин;

- технологического режима эксплуатации скважин;

- схемы сбора и промысловой подготовки газа.

Для разработки проектных документов требуется следующая информация:

- геологическая характеристика месторождения (стратиграфия, тектоника, литология);

- геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (толщина, размеры в длину и ширину, фильтрационно-емкостные свойства – пористость, проницаемость, гидропроводность, нефтенасыщенность, газонасыщенность породы, геологические запасы газа);

- характеристика водонапорной системы, положение газоводяного контакта; физико-химическая характеристика газа и пластовой воды;

- данные о гидродинамической связи продуктивных пластов.

Проектные документы составляют научно-исследовательские или другие специализированные организации на основании данных

разведки месторождения, исследований скважин, утвержденных Государственной комиссией по запасам (ГКЗ) газа.

Проектный документ определяет основные параметры системы разработки газового месторождения. Выбор системы, т.е. комплекса ее основных параметров (показателей), ведется исходя из условия обеспечения минимума затрат на добычу заданных объемов газа и газоконденсата при соблюдении норм охраны недр и окружающей среды, достижения высоких (заданных) значений коэффициентов извлечения газа.

7.7. Осложнения при эксплуатации газовых скважин

При разработке газовых месторождений имеется множество факторов, ограничивающих дебиты газовых и газоконденсатных скважин. Знание этих факторов и их учет позволяют правильно определить технологические режимы эксплуатации скважин, более обоснованно вести разработку, соблюдать требования охраны недр. Ограничения дебитов скважин могут быть обусловлены геолого-промысловыми условиями эксплуатации, к которым могут быть отнесены следующие [22].

Разрушение призабойной зоны вследствие выноса частиц песка и цементирующего материала породы вследствие чрезмерно больших градиентов давления на забое скважины при ее эксплуатации. Если градиент давления превышает некоторую максимально допустимую величину, разрушается призабойная зона скважины и твердые частицы выносятся на ее забой. Если скорости восходящего потока газа в стволе скважины достаточно высоки, частицы выносятся на поверхность. Вынос твердых частиц из пласта может привести к разрушению забоя, к образованию песчаных пробок, а также к истиранию подъемной колонны труб и поверхностного оборудования.

Предотвращение образования песчаных пробок путем ограничения дебита может привести к снижению потенциальных возможностей пласта. В этих условиях необходимо применять различные фильтры, предупреждающие поступление песка в скважину.

Наиболее эффективны фильтры с круглыми отверстиями диаметрами от 1,5 до 20 мм. Применяют щелевые фильтры, они изготавливаются из обсадных труб, щели в них прорезают вдоль или поперек трубы. Ширина щели должна быть в 2–2,5 раза больше диаметров песчинок, задерживаемых в фильтре. Проволочные фильтры представляют собой кусок обсадной трубы с отверстиями диаметром 8–10 мм или продольными щелями достаточно большого размера. На стержни, привариваемые к трубе, наматывают стальную, никелевую или бронзовую проволоку с расстоянием между витками 0,1 мм. Широко применяют, особенно на газовых скважинах подземных газохранилищ, гравийные фильтры, которые не только предотвращают поступление песка в скважину, но и укрепляют стенки забоя. Ведутся исследования по применению на газовых скважинах керамических, металлокерамических, полимерных и других фильтров.

Образование конусов подошвенной воды или преждевременный прорыв краевой воды в скважину может снизить проницаемость призабойной зоны и даже прекратить поступление газа в скважину. Существуют некоторый оптимальный режим и определенная степень вскрытия пласта, позволяющие обеспечить предельный безводный дебит скважины.

Прорвавшийся на забой конус подошвенной воды можно осадить путем закрытия скважины на определенное время и затем вести эксплуатацию скважины при дебитах, не допускающих образования конусов. Прорыв контурных вод не может быть устранен простым закрытием скважины, обычно в скважине проводят специальные работы по изоляции обводнившихся пропластков.

Методы удаления жидкости с забоев газовых скважин подразделяются на *механические*: плунжерный лифт, различные модификации газлифта, автоматизированные продувки и другие и *физико-химические* при помощи пенообразующих реагентов. Их применяют как для периодического, так и для непрерывного удаления жидкости. Периодическое удаление жидкости осуществляется: остановкой скважины для поглощения жидкости пластом (с добавлением ПАВ); продувкой скважины в атмосферу; продувкой через сифон-

ные трубки; вспениванием жидкости путем ввода в скважину пенообразователя. Для непрерывного удаления воды применяют: эксплуатацию скважины при скоростях газа, обеспечивающих вынос воды с забоя; непрерывную продувку через сифонные или фонтанные трубки; плунжерный лифт; откачку жидкости глубинным насосом; диспергирование жидкости (вспенивание).

Образование гидратов природных газов на забое, в газопроводящей колонне и в поверхностных коммуникациях. Природные газы в условиях пласта насыщены парами влаги. При изменении термодинамического равновесия во время эксплуатации месторождения на забое и в стволе скважины могут образовываться кристаллогидраты. Их образование создает серьезные трудности при эксплуатации скважин: изменяется их производительность и даже прекращается подача газа из скважин вследствие образования гидратных пробок, обмерзания оборудования и т.д.

Предупредить гидратообразование проще и дешевле, чем ликвидировать уже образовавшиеся и скопившиеся гидраты. Существующие методы по предупреждению образования гидратов делятся на три группы: ввод ингибитора в поток газа (электролит, спирт); осушка газа от паров воды; поддержание температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержание давления в газопроводе ниже давления образования гидратов. Методы по ликвидации уже образовавшихся гидратов можно разделить на три группы: понижение давления ниже давления разложения; подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения; ввод ингибитора в поток газа.

Опасность смятия эксплуатационной колонны при создании малых противодавлений на пласт, особенно на месторождениях, где пласты неустойчивые, слабосцементированные, а также тогда, когда при эксплуатации скважин выносилось большое количество песка, ослабившего колонну. Однако на месторождениях, где ведется нормальная эксплуатация скважин, даже при очень больших депрессиях смятие колонны не происходит.

Опасность разрушения эксплуатационной колонны, фонтанных труб и наземного оборудования *из-за коррозии или эрозии*. При наличии в продукции углекислого газа CO_2 , сероводорода H_2S и других возбудителей коррозии при определенных значениях влажности, температуры и скоростей потока возможно интенсивное разрушение труб. На некоторых месторождениях, особенно при высоких дебитах скважин, может происходить эрозионное разрушение труб, штуцеров, оборудования, так как при высоких скоростях газового потока разрушающая способность твердых частиц, движущихся вместе с газом, становится значительной.

Борьба с коррозией нефтепромыслового оборудования заключается в следующем:

- применение ингибиторов коррозии;
- использование коррозионно-стойких сталей и сплавов;
- применение металлических и неметаллических покрытий;
- катодной и протекторной защита;
- установление специальных технологических режимов работы оборудования.

Применение *ингибиторов коррозии* – самый распространенный метод защиты от нее, их разделяют на две группы: нейтрализаторы (известковое молоко, сода и др.) и экранирующие ингибиторы. Нейтрализаторы имеют высокий эффект защиты (до 100 %). Эффект защиты экранирующих ингибиторов достигается за счет образования пленки, препятствующей контакту металла с электролитом. Различают углеводородорастворимые и водорастворимые ингибиторы. Существует несколько способов применения ингибиторов в скважине: инъекция ингибиторов в затрубное пространство скважин, закачка ингибиторов в пласт, ввод твердых ингибиторов.

Для защиты различного оборудования широко применяют *коррозионно-стойкие металлы*. Уплотнительные кольца изготавливают из стали 1Х8Н9Т, трубы из сталей 2Х13, Х13 и других, успешно прошли испытания трубы из алюминиевого сплава Д16Т.

При *катодной* защите на внутренней поверхности оборудования от внешнего источника постоянного тока накладывается поло-

жительный потенциал – вторым отрицательным электродом является обычно отрезок трубы, стержень и другое электролитом здесь является вода, насыщенная сероводородом и углекислым газом.

Принципиальная схема *протекторной* защиты заключается в следующем: создается контакт стальной поверхности трубы с металлом, имеющим большой отрицательный потенциал (магнием, цинком).

Технологические методы защиты. С увеличением диаметра фонтанных труб, например с 60 до 73 мм, скорость коррозии уменьшается почти вдвое.

При высоких дебитах скважин может происходить *эрозионное* разрушение труб, штуцеров, оборудования, так как при высоких скоростях газового потока разрушающая способность твердых частиц, движущихся вместе с газом, становится значительной.

8. СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА НА ПРОМЫСЛАХ

8.1. Сбор нефти и попутного нефтяного газа на промыслах

Система сбора продукции добывающих скважин включает сеть нефте- и газопроводов, установки по измерению дебитов скважин и разделению продукции на фазы (газ, нефть, вода). Системы сбора могут быть индивидуальными (установка по измерению дебита обслуживает одну скважину) или групповыми (продукция группы скважин поступает на одну установку для измерения дебитов). Транспортировка скважинной продукции по сборным нефтепроводам осуществляется за счет давления (напора) на устьях скважин, напора, создаваемого специальными насосными установками на поверхности (дожимные насосные станции – ДНС), естественных уклонов местности. Транспортировка газа по сборным газопроводам осуществляется за счет давления в сепараторах.

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рис. 8.1) сырую нефть (нефтяная эмульсия) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4.

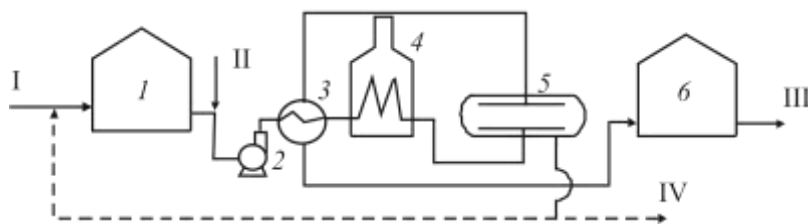


Рис. 8.1. Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается, и в процессе ее турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры выше 120 °С (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды). При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи 4 можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет $4 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающей на деэмульсацию сырой нефти, и поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод.

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия на рис. 8.1). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и переливной трубой. В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре с предварительным сбросом вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод.

Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рис. 8.2).

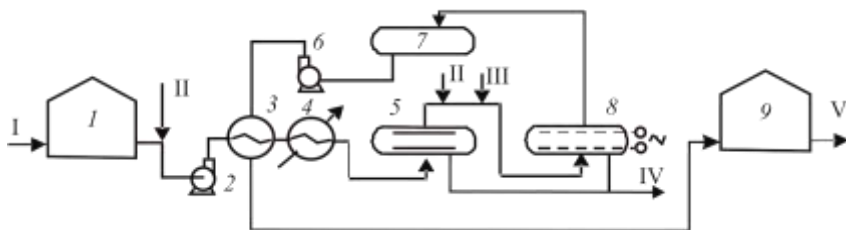


Рис. 8.2. Технологическая схема электрообезвоживающей установки

При этом для стабилизации обводненности нефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, вводится ступень теплохимического обезвоживания. Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1–2 % направляется в электродегидратор 8. При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8–15 %. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электродегидраторе нефть становится обессоленной. Сверху электродегидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая, пройдя промежуточную емкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электродегидраторе 8, направляется на установку по подготовке воды. Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

8.2. Характеристика элементов системы сбора скважинной продукции

Сборные нефте- и газопроводы прокладываются, как правило, подземным способом. Пропускную способность, диаметры трубо-

проводов, необходимое давление в начале нефтепроводов определяют в результате проведения гидравлических расчетов. Диаметры труб для сборных трубопроводов на участках от скважин до сепарационных установок первой ступени и ДНС не превышают 300 мм, диаметры нефтесборных коллекторов (от ДНС до центральных пунктов сбора) могут достигать 500–700 мм.

Установки по измерению дебитов размещаются вблизи скважин (десятки, сотни метров). Расход отсепарированной жидкости может измеряться с помощью расходомера TOP-1. Он состоит из турбинного счетчика жидкости и блока индикации для выдачи показаний на месте и передачи ее на расстояние. Принцип действия счетчика основан на измерении числа оборотов крыльчатки, обтекаемой потоком жидкости, расход которой измеряется.

Автоматический замер продукции скважин обеспечивается с помощью технологических схем «Спутник» различных модификаций. В конструкции предусмотрены автоматическое переключение скважин на замер и определение их дебита. Они снабжены автоматическим влагомером, непрерывно определяющим содержание воды и нефти, а также количество отсепарированного газа.

В настоящее время применяются в основном автоматизированные групповые или индивидуальные установки. Измеряются объемный или массовый расход жидкости (нефть+вода), объемный расход газа. При измерении объемного расхода продукция измеряемой скважины предварительно разделяется на фазы (газ и жидкость).

Одним из первых этапов обработки является отделение пластовой жидкости от газа или газа от конденсата при помощи сепараторов. Эффективность работы сепаратора определяется содержанием газа в жидкости, выходящей из сепаратора, и содержанием жидкости в газе, отводимом в трубопровод для сбора газа. По принципу работы сепараторы можно разделить на гравитационные, центробежные и химические (адсорбционные). На промыслах используются горизонтальные и вертикальные конструкции сепараторов. Обычно сепараторы состоят из четырех секций. В основной секции происходит выделение наибольшей доли газа; в осадительной секции выделяются пузырьки газа, вышедшие из основной секции; пе-

ред выводом из сепаратора нефть собирается в отдельной каплеуловительной секции, где происходит улавливание капель жидкости, уносимых газом из сепаратора.

В вертикальном сепараторе (рис. 8.3) фазы разделяются за счет сил гравитации. Нефтегазовая смесь попадает в основную секцию I по патрубку 1 к раздаточному коллектору 2, снабженному по образующей цилиндра щелью.

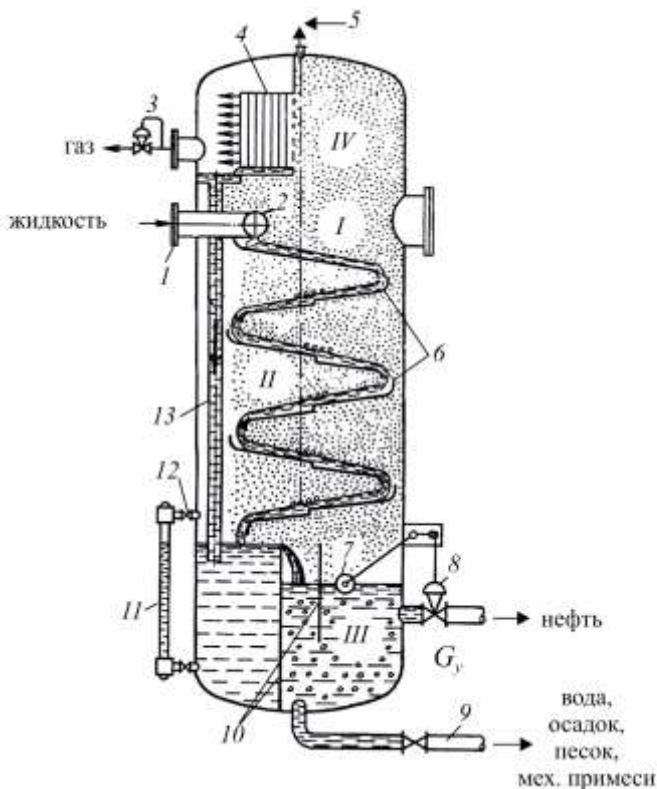


Рис. 8.3. Устройство вертикального сепаратора:

1 – ввод продукции скважин; 2 – раздаточный коллектор; 3 – регулятор уровня; 4 – каплеуловительная насадка; 5 – предохранительный клапан; 6 – наклонные плоскости; 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа;

8 – исполнительный механизм; 9 – патрубков; 10 – предохранительные перегородки; 11 – водомерное стекло; 12 – кран; 13 – дренажная трубка

Вытекающая из щели плоской струей смесь попадает на ряд наклонных плоскостей 6. Стекая по ним, жидкость дегазируется, поскольку пузырьки газа поднимаются через тонкий слой жидкости.

В верхней части сепаратора располагается каплеуловительная секция IV, состоящая из насадок 4, имеющих форму жалюзи. Поток газа, проходя по каналам, образованным деталями 4, непрерывно меняет свое направление, в силу чего капли жидкости, обладающие большей инерцией, ударяются о жалюзи и стекают в поддон, а оттуда по дренажной трубке 13 в секцию сбора нефти III. Секция сбора нефти объединена с осадительной секцией II, и в ней происходит выделение пузырьков газа, не успевшего выделиться на наклонных плоскостях [13].

В нижней части корпуса сепаратора установлен регулятор уровня 7, 8, обеспечивающий постоянную высоту слоя жидкости и не допускающий, таким образом, прорыва газа в линию сбора нефти. Для удаления отстоя, состоящего из песка, окалины, сточной воды, механических примесей и т.п., осаждающегося внизу корпуса, имеется трубопровод 9.

Сепарационные установки первой ступени размещаются на расстояниях до 1–2 и более километров от скважин. Отделяемый в сепараторах газ по газопроводам направляется к газокompрессорной станции (ГКС), жидкость транспортируется на ЦСП (центральный сборный пункт), где от нее отделяется оставшийся газ (вторая ступень сепарации). При значительных расстояниях до ЦСП (километры, десятки километров) после сепарационной установки первой ступени размещается ДНС. Газ из сепараторов второй ступени направляется к ГКС, жидкость – к установке по подготовке нефти.

Система сбора продукции скважин может включать специальные емкости для сбора и временного хранения нефти в виде вертикальных цилиндрических стальных резервуаров (РВС) объемом до 3; 5; 10 и более тыс. м³.

8.3. Промысловая подготовка нефти

При промысловой подготовке нефти в соответствии с необходимыми нормами и качеством нефть может проходить три основных технологических процесса: обезвоживание, обессоливание, стабилизация. Наиболее сложным является *обезвоживание* нефти. Трудность заключается в том, что нефть и вода склонны к образованию эмульсий обратного типа (т.е. вода в нефти), при этом содержание воды может достигать 80–90 %. Данные эмульсии достаточно трудно разбиваются. Частицы воды имеют размеры 1–10 микрон, при таком их размере силы тяжести и силы трения примерно равны, и тем самым разделение за счет разности плотностей практически отсутствует. Вокруг частиц воды возникает бронирующий слой из АСПВ, который проявляет поверхностно-активные свойства. Со временем такая эмульсия упрочняется. Механизм разрушения эмульсий основан на процессах коагуляции (слипания) и коалисценции (слияния) глобул воды.

Для проведения данных процессов применяют в основном тепловые и химические методы. *Тепловой метод*: жидкость подогревается в печах до температуры 35–70 °С и отправляется в отстойники. В процессе нагрева снижается вязкость жидкости, а значит, и силы внутреннего трения, увеличивается объем и снижается плотность, причем плотность нефти снижается значительно больше плотности воды, а следовательно, увеличивается разность плотностей воды и нефти. Большие глобулы воды начинают догонять маленькие, пробивают бронирующий слой и объединяются. *Химические методы*: предполагают разбить ПАВ или убрать их с поверхности глобул воды. Добавляют реагенты, которые усиливают сродство АСПВ к нефти или к воде, таким образом добиваясь их ухода в нефть или в воду. Главное не ошибиться в расчетах и дозировке, иначе подобные действия могут привести к усилению эмульсии. Наиболее хорошие деэмульгаторы – ПАВ неионогенного типа (которые не диссоциируют на ионы в воде). Также применяются такие методы, как электродеэмульсация, центрифугирование, фильтрация или их совокупность.

Обессоливание: обеспечивается добавлением в нефть пресной воды, которая забирает на себя часть солей. Также существуют установки по электрообессоливанию нефти.

Стабилизация: регулирует давление насыщенных паров. Если нефть не стабилизировать, она будет терять легкие УВ везде, где есть контакт с атмосферой. Легкие УВ отделяют, но не выкидывают в атмосферу. Для этого нагретую нефть прогоняют через сепаратор или проводят ректификацию нефти (процесс массообмена жидко-паровой фазы при температуре 230 °С).

Требования к качеству товарной нефти определяют необходимость проведения ее промысловой подготовки. Продукция скважин после отделения газа поступает на пункты сбора в виде нефтяной эмульсии – механической смеси нефти и попутно добываемой воды. Образующаяся при перемешивании в скважинах и сборных нефтепроводах дисперсная система (нефтяная эмульсия) характеризуется определенной стойкостью и требует для разделения (деэмульсации) применения специальных средств и технологий. Частичное разрушение эмульсий происходит в нефтесборных коллекторах за счет ввода в скважинную продукцию специальных реагентов (деэмульгаторов) и обеспечения определенных режимов движения эмульсий в трубопроводах. Частичное отделение воды от нефти может происходить в УПСВ (установка предварительного сброса воды) перед сборным пунктом или после него. Неразрушенная эмульсия после ЦСП и УПСВ направляется на УППН (установка промысловой подготовки нефти).

В нефтяной эмульсии мельчайшие глобулы диспергированной воды покрыты бронирующим слоем, который препятствует разрушению (расслоению) эмульсии. На УППН разрушение эмульсии (деэмульсация) обеспечивается за счет ввода в них деэмульгаторов и нагрева. В термоотстойниках установки вода отделяется от нефти. Если при этом содержание минеральных солей в нефти (остаточной воде) имеет высокие значения, процесс термохимической обработки повторяют после ввода в нефть пресной воды (обессоливание нефти).

Одним из показателей качества товарной нефти является давление ее насыщенных паров. Чем больше это давление, тем в большей мере нефть испаряется (теряет легкие фракции) при контакте с

атмосферным воздухом. С целью снижения давления насыщенных паров нефть при ее подготовке на промысле может подвергаться горячей сепарации или ректификации.

8.4. Технологический процесс добычи нефти и нефтяного газа

Технологическая схема (один из возможных вариантов) добычи, сбора и подготовки продукции добывающих скважин на промыслах приведена на рис. 8.4.

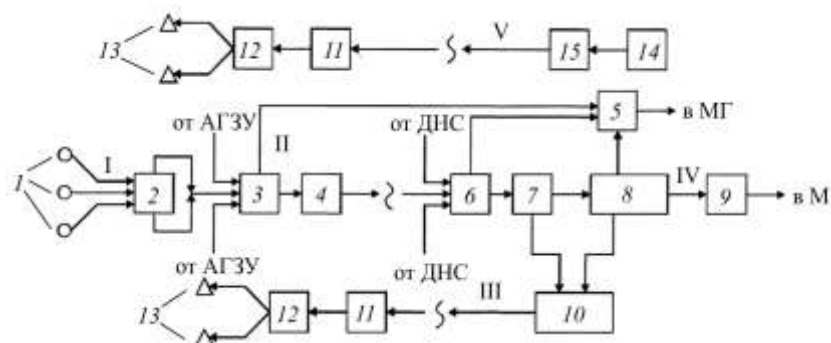


Рис. 8.4. Технологическая схема добычи нефти и нефтяного газа:
 1 – добывающие скважины; 2 – автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ); 3 – сепарационная установка (1-я ступень); 4 – дожимная насосная станция (ДНС); 5 – газокompрессорная станция (ГКС); 6 – промысловый сборный пункт (ПСП), сепарационная установка (2-я ступень); 7 – установка предварительного сброса воды (УПСВ); 8 – установка промышленной подготовки нефти (УППН); 9 – товарный парк (ТП); 10 – установка водоподготовки (УВП); 11 – блочная кустовая насосная станция (БКНС); 12 – водораспределительный пункт (ВРП); 13 – нагнетательные скважины; 14 – источник пресной воды; 15 – водозабор с водоочистными сооружениями и насосной станцией.
 I – продукция скважин; II – попутный газ; III – отделяемая сточная вода; IV – товарная нефть; V – пресная вода

Добываемая из скважин 1 нефть (нефть с водой) должна быть измерена; также должны быть определены дебиты скважин по нефти и по жидкости. Необходимо также измерять газовый фактор скважин – количество попутного газа, в метрах кубических, приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т извлеченной из пласта нефти. Газовый фактор для различных нефтей колеблется в очень широких пределах – от 10 до 1000 м³/т [14].

Измерения продукции скважины производятся с помощью АГЗУ в автоматизированном режиме. На АГЗУ 2 в тот или иной период времени на замере находится одна скважина, если на выкидных линиях каждой скважины не установлен свой расходомер. Другие скважины в это время работают в рабочей линии без измерения продукции. После АГЗУ по одному нефтепроводу продукция данной группы скважин поступает в сепараторы 1-й ступени сепарации 3 для отделения попутного газа. Давление в этих сепараторах несколько ниже, чем на устьях добывающих скважин, обычно оно составляет 0,3–0,6 МПа. Отделяемый газ по газопроводу направляется на газокompрессорную станцию 5, которая нагнетает газ в магистральный газопровод (МГ).

Из сепараторов 1-й ступени нефть (нефть с водой) с помощью дожимной насосной станции 4 подается по нефтесборному коллектору на промысловый сборный пункт 6, где в сепараторах 2-й ступени снова отделяется от нефти попутный газ. При высокой обводненности нефти она поступает на установку предварительного сброса воды 7, затем на установку промысловой подготовки нефти 8, где путем деэмульсации (разделения водонефтяной эмульсии на нефть и воду) происходит обезвоживание и обессоливание нефти, а при необходимости и ее стабилизация (отделение легкоиспаряющихся легких фракций нефти). Нефть с УППН поступает в резервуары товарного парка 9, затем – в магистральный нефтепровод (МН).

Отделяемая от нефти на УПСВ и УППН сточная вода очищается от механических примесей и захваченной ею нефти на установке водоподготовки 10 и направляется на блочную кустовую насосную

станцию 11. С помощью БКНС вода поступает по напорным водоводам на водораспределительные пункты 12 и нагнетательные скважины 13.

Если сточной воды недостаточно для поддержания пластового давления в продуктивном пласте, из источника 14 после подготовки (очистки) в систему поддержания пластового давления подается пресная вода.

Специальная промысловая подготовка попутного нефтяного газа осуществляется в случаях, когда газ имеет высокое содержание водяных паров (производится осушка газа), сероводорода или углекислого газа (очистка газа от H_2S и CO_2).

8.5. Требования к нефти как товарной продукции

Добываемая из скважины нефть, как правило, имеет в составе пластовую воду (в свободном или эмульгированном состоянии), содержащую различные минеральные соли – хлористый натрий $NaCl$, хлористый кальций $CaCl_2$, хлористый магний $MgCl_2$ и т.д., и зачастую механические примеси. В состав нефтей входят также различные газы органического (метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10}) и неорганического (сероводород H_2S , углекислый газ CO_2 и гелий He) происхождения.

Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей приводит к увеличению расходов на ее транспорт, кроме того, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий и создает затруднения при переработке нефти на НПЗ вследствие усиленного развития коррозии оборудования. В связи с этим нефти, добываемые из скважин вместе с пластовой водой, подвергаются обезвоживанию и обессоливанию непосредственно на месторождениях и на УППН.

На товарную нефть, сдаваемую промыслами, утвержден ГОСТ, согласно которому регламентируются следующие показатели: примесей в нефти по содержанию серы, плотности нефти, по степени

подготовки нефти на промысле, величины которых приведены в табл. 8.1–8.3.

Таблица 8.1

Массовая доля серы

Класс нефти	Наименование нефти	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	<0,60
2	Сернистая	0,61–1,80
3	Высокосернистая	1,81–3,50
4	Особо высокосернистая	>3,51

Таблица 8.2

Плотность нефти

№ п/п	Наименование параметра	Нормы для типов нефти (экспортный вариант)				
		0	1	2	3	4
1	Плотность (кг/м ³), при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$	<830	830,1–850,0	850,1–870,0	870,1–895,0	>895,1
2	Выход фракции (%), не менее:					
	при $t < 200\text{ }^{\circ}\text{C}$	30	27	21	–	–
	при $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	52	47	42	–	–
	при $t < 350\text{ }^{\circ}\text{C}$	62	57	53	–	–
3	Массовая доля парафина (%), не более	6	6	6	–	–

Таблица 8.3

Степень подготовки нефти на промысле

№ п/п	Наименование показателя	Нормы для групп нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды (%), не более	0,5	0,5	1
2	Содержание хлористых солей (мг/дм ³), не более	100	300	900
3	Массовая доля механических примесей (%), не более	0,05	0,05	0,05

4	Давление насыщенных паров (кПа/мм рт. ст), не более	66,7/500	66,7/500	66,7/500
5	Содержание хлорорганических соединений (млн ⁻¹)	не нормируется, но определяется		

Практикой установлено, что существующие методы деэмульсации нефти без подогрева и поверхностно-активных веществ в большинстве случаев малоэффективны, и особенно это касается тяжелых, парафино-смолистых и вязких нефтей.

Товарная нефть как продукция нефтяного промысла должна соответствовать определенным требованиям по содержанию воды, минеральных солей, механических примесей, по давлению насыщенных паров. В зависимости от группы качества массовая доля воды допускается от 0,5 до 1,0 %, концентрация хлористых солей от 100 до 900 мг/дм³, содержание механических примесей до 0,05 %, давление насыщенных паров не должно превышать 66,7 кПа. Чем больше это давление, тем в большей мере нефть испаряется (теряет легкие фракции) при контакте с атмосферным воздухом.

8.6. Системы сбора газа на газовых промыслах

Технологическая схема газового промысла приведена на рис. 8.5 (один из вариантов принципиальной схемы сбора и подготовки газа на промысле). Газ от скважин по выкидным коллекторам (ВК) (шлейфам) поступает на групповые (участковые) газосборные пункты, где осуществляется измерение дебитов, очистка газа в сепараторах от механических примесей, влаги (вода), конденсата, обработка газа реагентами, предупреждающими образование влаги в газосборном коллекторе (ГК). С этих пунктов по газосборному коллектору газ поступает на промысловый газосборный пункт (ПГСП), совмещенный с головными сооружениями (ГС) на магистральном газопроводе. На ПГСП и ГС осуществляется необходимая для магистрального транспорта подготовка газа: осушка, очистка от примесей (CO₂, H₂S и др.).

Существующие системы сбора газа классифицируются:

- по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
- конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- рабочему давлению.

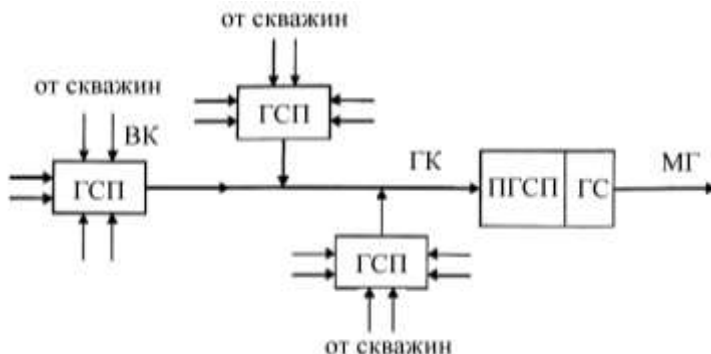


Рис. 8.5. Технологическая схема газового (газоконденсатного) промысла:
 ГСП – газосборный пункт; ПГСП – промысловый газосборный пункт;
 ГС – головные сооружения магистрального газопровода (МГ)

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

При индивидуальной системе сбора каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга.

При групповой системе сбора весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

При централизованной системе сбора газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет достигнуть еще большей концентрации технологического оборудования за счет использования более высокопроизводительных аппаратов, уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦСП со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис. 8.6).

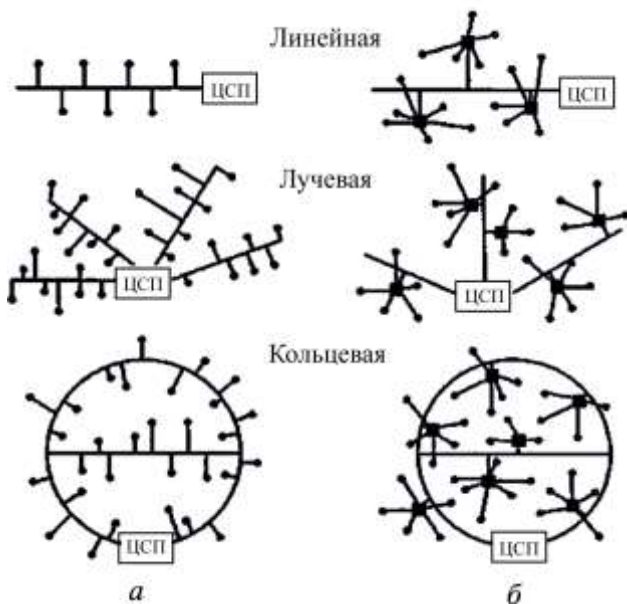


Рис. 8.6. Формы коллекторной газосборной сети:
а – индивидуальное; *б* – групповое

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2–3) рядов скважин. Лучевая газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей.

Кольцевая газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий перемычки. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора. По рабочему давлению системы сбора газа делятся на вакуумные ($P < 0,1$ МПа), низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего давления ($0,6 < P < 1,6$ МПа) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

8.7. Подготовка газа на газовых промыслах

При эксплуатации скважин в газе газовых месторождений могут содержаться пары воды и углеводородного конденсата, твердые механические частицы породы и солей, углекислый газ и сероводород. Для очистки от паров воды, конденсата, частиц породы и кристалликов солей применяют вертикальные или горизонтальные гравитационные или циклонные сепараторы. Природные газы очищают от сероводорода и углекислого газа сорбционными методами (сорбция – поглощение каким-либо телом растворенного или газообразного вещества). При физической абсорбции используют воду, органические растворители, не реагирующие с растворяемым газом, и их водные растворы. При химической абсорбции молекулы извлекаемого газа вступают в реакцию с активным компонентом абсорбента. В качестве сорбентов используются водные растворы этаноламина, фенолята натрия, аммиака, растворов соды и другие реагенты. Промысловая подготовка газа начинается вблизи скважин (сепарационные установки) и заканчивается на головных сооружениях перед подачей газа в магистральный газопровод.

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение. Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов – снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании большем, чем 0,01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования. Поэтому его целесообразно отделить на промыслах. Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от механических примесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа. Требования к качеству газа, закачиваемого в магистральный газопровод, приведены в табл. 8.4.

Очистка газа от механических примесей. Для очистки природного газа от механических примесей используются аппараты двух типов:

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);
- работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители);

Пылеуловитель состоит из трех секций: *промывочной*, в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; *осадительной*, где газ освобождается от крупных частиц масла, и *отбойной*, где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

Таблица 8.4

Требования к качеству газа,
закачиваемого в магистральный газопровод

№ п/п	Показатели	Значения			
		для умеренного климата		для холодного климата	
		01.05– 30.09	1.10– 30.04	01.05– 30.09	1.10– 30.04
1	Точка росы по влаге, °С, не более	–3	–5	–10	–20
2	Точка росы по УВ, °С, не более	0	0	–5	–10
3	Массовое содержание по H ₂ S, г/м ³ , не более	0,007	0,007	0,007	0,007
4	Массовое содержание	0,016	0,016	0,016	0,016

	меркаптановой серы, г/м ³ , не более				
5	Объемная доля О ₂ , %, не более	0,5	0,5	1	1
6	Теплота сгорания, МДж/м ³ , не ниже	32,5	32,5	32,5	32,5

Осушка газа. Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе газ охлаждают, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля – Томсона охлаждается.

Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации.

Очистка газа от сероводорода – осуществляется методами адсорбции и абсорбции. Принципиальная схема очистки газа от Н₂S методом адсорбции аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь. Очищаемый газ поступает в абсорбер и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор адсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина (ТЭА). Температура кипения при атмосферном давлении составляет: МЭА – 172 °С, ДЭА – 268 °С, ТЭА – 277 °С.

Очистка газа от углекислого газа СО₂ обычно проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами.

8.8. Экономические показатели разработки залежей нефти

В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь,

уровнями добываемой нефти и жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

- *дисконтированный поток денежной наличности* – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения. Определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году;

- *индекс доходности* характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыль от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному объему капитальных вложений;

- *период окупаемости капитальных вложений* – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями;

- *внутренняя норма возврата капитальных вложений* представляет собой ту норму дисконта, при которой сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются.

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;

- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Ни один из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных показателей, а также значений всех участников инвестиционного проекта.

ВОПРОСЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЭКЗАМЕНУ

Часть 1

Разработка нефтяных месторождений

1. Коллекторы нефти и газа, их характеристика.
2. Пластовые жидкости и газы их состав и физико-химические свойства.
3. Расчет геологических и балансовых запасов.
4. Коэффициент извлечения нефти.
4. Расчет извлекаемых запасов нефти.
5. Режимы разработки залежей нефти.
6. Системы разработки залежей нефти.
7. Схематизация условий разработки и форм залежи при гидродинамических расчетах показателей разработки.
8. Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи).
9. Приток жидкости и газа к скважине.
10. Проектирование разработки залежей нефти.
11. Параметры системы разработки.
12. Влияние плотности сетки скважин на основные показатели разработки залежей нефти.
13. Технологические показатели разработки залежей нефти.
14. Стадии разработки залежей нефти.
15. Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти.
16. Характеристики вытеснения нефти, их сущность и практическое значение.
17. Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений.
18. Регулирование разработки залежей нефти.
19. Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях.

20. Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения.
21. Общая характеристика проектных документов.
22. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений.
23. Проект пробной эксплуатации.
24. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения.
25. Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения.
26. Уточненные проекты разработки нефтяного месторождения.
27. Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений.
28. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений.
29. Основные группы методов повышения нефтеотдачи.
30. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи.
31. Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ.
32. Закачка водных растворов полимеров.
33. Применение щелочных агентов.
34. Заводнение с серной кислотой.
35. Вытеснение смешивающимися агентами.
36. Закачка углекислоты и углеводородного газа.
37. Мицеллярное заводнение.
38. Тепловые методы.
39. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов.
40. Циклическое заводнение.
41. Изменение направлений фильтрационных потоков.
42. Создание высоких давлений нагнетания.
43. Форсированный отбор жидкости.
44. Существующие технологии гидравлического разрыва пласта.
45. Техника и технология гидравлического разрыва пласта.

Часть 2

Эксплуатация скважин, разработка газовых месторождений, сбор и подготовка нефти на промысле

46. Освоение нефтяных скважин. Основные положения.
47. Выбор способа эксплуатации нефтедобывающих скважин.
48. Эксплуатация фонтанных скважин.
49. Газлифтная эксплуатация скважин.
50. Наземное оборудование при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками.
51. Подземное оборудование при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками.
52. Оборудование при эксплуатации скважин погружными установками электроцентробежных насосов.
53. Гидравлическая характеристика насосов ЭЦН.
54. Эксплуатация скважин винтовыми насосами.
55. Эксплуатация скважин гидропоршневыми, диафрагменными и струйными насосами.
56. Гидродинамические исследования скважин.
57. Потокотрические исследования скважин.
58. Термометрические исследования скважин.
59. Подземный ремонт скважин.
60. Расчет запасов газа в залежи объемным методом.
61. Расчет запасов газа в залежи по методу снижения пластового давления при газовом режиме.
62. Режимы газоносных пластов. Газовый и водонапорный режимы.
63. Газоотдача пластов при разработке газовых месторождений.
64. Стадии (периоды) разработки газовых месторождений.
65. Показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений.
66. Сбор нефти и попутного нефтяного газа на промыслах.

67. Характеристика элементов системы сбора скважинной продукции.

68. Промысловая подготовка нефти и попутного нефтяного газа.

69. Технологический процесс добычи нефти и нефтяного газа.

70. Характеристика и основные элементы установки промысловой подготовки нефти.

71. Требования к нефти как товарной продукции.

72. Системы сбора газа на газовых промыслах.

73. Подготовка газа на газовых промыслах.

74. Экономические показатели разработки залежей нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994. – 308 с.
2. Амиян В.А., Васильева Н.П. Добыча газа. – М.: Недра, 1974. – 280 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
4. Васильевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
5. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 4. – С. 29–34.
6. Желтов Ю.П. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 98 с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
8. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
9. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов. – Уфа: Дизайн-Полиграф сервис, 2005. – 528 с.
10. Косков В.Н., Косков Б.В., Юшков И.Р. Определение эксплуатационных характеристик продуктивных интервалов нефтяных скважин геофизическими методами: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 137 с.
11. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
12. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом для продуктивных отложений Пермского Приуралья / сост. В.Г. Михневич, Б.И. Тульбович, Г.П. Хижняк. – Пермь, 1994. – 12 с.
13. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2010. – 588 с.

14. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 448 с.
15. Нефтепромысловое оборудование: справочник / под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
16. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / Ш.К. Гиматулинов [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
17. Разработка нефтяных месторождений: учеб.-метод. пособие / Н.Б. Сопронюк [и др.]; Самар. гос. техн. ун-т. – Самара, 2004. – 65 с.
18. Результаты щелочного заводнения на месторождениях Пермской области / В.Г. Михневич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 6. – С. 26–35.
19. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов / Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев. – М.: Недра, 1985. – 296 с.
20. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматулинов [и др.]. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
21. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы добычи нефти. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
22. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. – М.: Недра, 1976. – 368 с.
23. Щелочное заводнение на Трехозерном месторождении / С.С. Николаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 11. – С. 48–52.
24. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.
25. Юркив Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 366 с.

Учебное издание

ЮШКОВ Иван Романович,
ХИЖНЯК Григорий Петрович,
ИЛЮШИН Павел Юрьевич

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебно-методическое пособие

Редактор и корректор *Е.И. Хазанжи*

Подписано в печать 14.03.13. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 11,25. Тираж 100 экз. Заказ № 44/2013.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.

Приложение 1

УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ

1. Расчеты показателей разработки нефтяных и газовых месторождений

В процессе проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений выполняются многовариантные расчеты основных технологических и экономических показателей. С этой целью применяются различные программные комплексы, позволяющие выполнять расчеты в режиме перспективного имитационного моделирования. Имеются также методики для оценочных «ручных» расчетов, с помощью которых можно определять (оценивать) те или иные показатели. Ниже рассматриваются основы некоторых методик и результаты расчетов с применением эмпирических и статистических зависимостей.

Курсовая работа включает.

1. Краткую геолого-физическую характеристику коллекторов нефти и газа, пластовых жидкостей их состав и физико-химические свойства; сведения о запасах; основные положения проектных документов по разработке нефтяных и газовых месторождений; методы увеличения нефтеотдачи пластов; способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин; характеристику систем сбора и подготовки нефти и газа на промысле.

2. Техничко-технологическую часть, в которой решаются следующие задачи:

а) расчет коэффициента извлечения нефти (КИН) по геолого-физическим характеристикам;

б) расчет основных технологических показателей разработки на перспективный период (20 лет);

в) Приводится график разработки по основным показателям на фактический и перспективный период (20 лет);

с) Расчет запасов природного газа по формуле и графическим методом.

Образец титульного листа и задание на выполнение курсовой работы приведены соответственно в прил. 2 и 3. Результаты расчетов технологических показателей разработки нефтяного месторождения необходимо внести в таблицу (прил. 4). Исходные данные для расчетов по каждому варианту приведены в прил. 5 и 6. Годовые показатели по добыче нефти, жидкости, закачке воды, фонд добывающих и нагнетательных скважин, динамика пластового давления за первые 10 лет по каждому варианту приведены в прил. 6. В процессе выполнения контрольной работы необходимо внести данные в таблицу (прил. 4) по своему варианту за первые 10 лет, рассчитать добычу нефти на последующие 10 лет, затем провести расчёт остальных показателей разработки, указанных в прил. 4. Пример результатов расчета основных технологических показателей разработки нефтяного месторождения приведен в прил. 7.

1.1. Расчет (оценка) коэффициента извлечения нефти

На основе обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири с применением методов многомерного регрессионного анализа получены следующие зависимости [13]:

а) для терригенных коллекторов при водонапорном режиме

$$\begin{aligned} KИИ = & 0,195 - 7,8\mu_o 10^{-3} + 0,082\ell g K + \\ & + 1,46t_o 10^{-3} + 3,9h 10^{-3} + 0,180K_n - \\ & - 0,054H_{внз} + 0,275S_n - 0,86S \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь $\mu_o = \frac{\mu_i}{\mu_a}$ – относительная вязкость, отношение вязкости нефти

к вязкости вытесняющего агента (воды); K – средняя проницаемость пласта в мкм², t_o – начальная пластовая температура в °С; h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в м; K_n – коэффициент песчанистости в долях единицы; $H_{внз}$ – отношение балансовых запасов нефти в водонефтяной зоне к балансовым запасам

всей залежи в долях единицы; S_n – начальная нефтенасыщенность пласта в долях единицы; S – плотность сетки скважин, выражена через отношение общей площади залежи к числу всех эксплуатационных скважин, га/скв;

б) для карбонатных коллекторов при водонапорном режиме

$$\begin{aligned} KИН = 0,405 - 2,8\mu_n \cdot 10^{-3} + 0,052\ell g K \cdot 10^3 + \\ + 0,139K_n - 0,15\ell g K_p - 0,22S \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (2)$$

В этом уравнении K_p – коэффициент расчлененности в долях единицы; μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; остальные обозначения прежние.

1.2. Характеристика основных показателей разработки нефтяного месторождения

К основным технологическим показателям, характеризующим процесс разработки нефтяного месторождения (залежи), относятся: годовая и накопленная (с начала разработки) добыча нефти, жидкости, газа; темпы отбора нефти – от начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти; отбор нефти от извлекаемых запасов; коэффициент нефтеотдачи; среднегодовая обводненность добываемой продукции; годовая и накопленная закачка агента (воды); компенсация отбора жидкости закачкой воды – годовая и накопленная; фонд добывающих и нагнетательных скважин; среднегодовые дебиты добывающих скважин по нефти и жидкости; среднегодовая приємистость нагнетательных скважин; пластовое давление.

По методике В.Д. Лысенко [9] следует определить:

1) годовую добычу нефти q_t , т/год; 2) количество скважин n_t добывающих и нагнетательных:

$$q_t = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_{1\text{вб}}} t}, \quad (3)$$

$$n_t = n_0 \cdot e^{-\frac{t}{T \cdot n_0}}, \quad (4)$$

где t – порядковый номер расчётного года ($t = 1, 2, 3, 4, 5$); q_0 – добыча нефти за год, предшествующий расчётному, в нашем примере за 10-й год; $e = 2,718$ – основание натуральных логарифмов; $Q_{\text{ост}}$ – остаточные извлекаемые запасы нефти (разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей нефти на начало расчётного года, в нашем примере за 10-й год); n_0 – количество скважин на начало расчётного года; T – средний срок эксплуатации скважины, лет; при отсутствии фактических данных за T можно принять нормативный срок амортизации скважины (20 лет).

3. Годовой темп отбора нефти $t_{\text{низ}}$ – отношение годовой добычи нефти q_t к начальным извлекаемым запасам нефти $Q_{\text{н.и.з}}$, %:

$$t_{\text{н.и.з}} = q_t / Q_{\text{н.и.з}}, \quad (5)$$

4. Годовой темп отбора нефти от остаточных (текущих) извлекаемых запасов – отношение годовой добычи нефти (q_t) к остаточным извлекаемым запасам ($Q_{\text{о.и.з}}$), %:

$$t_{\text{о.и.з}} = q_t / Q_{\text{о.и.з}}. \quad (6)$$

Остаточные извлекаемыми запасы нефти ($Q_{\text{н.и.з}}$) определяются как разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей нефти ($Q_{\text{нак}}$) за предыдущий год.

5. Добыча нефти с начала разработки (накопленный отбор нефти ($Q_{\text{нак}}$) – сумма годовых отборов нефти на текущий год.

6. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов – отношение накопленного отбора нефти $Q_{\text{нак}}$ к $Q_{\text{н.и.з}}$, %:

$$C_Q = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{н.и.з}}. \quad (7)$$

7. Коэффициент нефтеотдачи (КИН) или нефтеизвлечения – отношение накопленного отбора нефти $Q_{\text{нак}}$ к начальным геологическим или балансовым запасам $Q_{\text{бал}}$, дол. ед.:

$$\text{КИН} = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{бал}}. \quad (8)$$

8. Добыча жидкости за год $q_{\text{ж}}$. Годовую добычу жидкости на перспективный период можно принять постоянной на уровне фактически достигнутой на 10-й год (с учетом п. 20).

9. Добыча жидкости с начала разработки $Q_{\text{ж}}$ – сумма годовых отборов жидкости на текущий год.

10. Среднегодовая обводнённость продукции скважин W , %, – отношение годовой добычи воды $q_{\text{в}}$ к годовой добыче жидкости $q_{\text{ж}}$:

$$W = q_{\text{в}} / q_{\text{ж}}. \quad (9)$$

11. Закачка воды за год ($q_{\text{зак}}$) на перспективный период принимается в объёмах, обеспечивающих накопленную компенсацию отбора жидкости на 20-й год разработки в размере 110–120 %.

12. Закачка воды с начала разработки $Q_{\text{зак}}$ – сумма годовых закачек воды ($q_{\text{зак}}$) на текущий год.

13. Компенсация отбора жидкости закачкой воды за год (текущая), % – отношение годовой закачки воды $q_{\text{зак}}$ к годовой добыче жидкости $q_{\text{ж}}$:

$$K_{\Gamma} = q_{\text{зак}} / q_{\text{ж}}. \quad (10)$$

14. Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки (накопленная компенсация), %, – отношение накопленной закачки воды $Q_{\text{зак}}$ к накопленному отбору жидкости $Q_{\text{ж}}$:

$$K_{\text{нак}} = Q_{\text{зак}} / Q_{\text{ж}}. \quad (11)$$

15. Добыча нефтяного попутного газа за год определяется путем умножения годовой добычи нефти $q_{\text{т}}$ на газовый фактор:

$$q_{\text{газ}} = q_{\text{т}} \cdot \Gamma_{\text{ф}}. \quad (12)$$

16. Добыча нефтяного попутного газа с начала разработки – сумма годовых отборов газа.

17. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по нефти – отношение годовой добычи нефти q_{Γ} к среднегодовому количеству добывающих скважин $n_{\text{доб}}$ и количеству дней в году T_{Γ} , с учётом коэффициента эксплуатации добывающих скважин $K_{\text{э.д.}}$:

$$q_{\text{скв.д}} = q_{\Gamma} / n_{\text{доб}} T_{\Gamma} K_{\text{э.д.}}, \quad (13)$$

где $K_{э.д}$ равен отношению отработанных всеми добывающими скважинами дней (суток) в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней (суток) в году, $K_{э.д} = 0,98$.

18. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по жидкости – отношение годовой добычи жидкости $q_{ж}$ к среднегодовому количеству добывающих скважин $n_{доб}$ и количеству дней в году $T_{г}$, с учётом коэффициента эксплуатации добывающих скважин $K_{э.д}$.

19. Среднегодовая приёмистость одной нагнетательной скважины – отношение годовой закачки воды $q_{зак}$ к среднегодовому количеству нагнетательных скважин $n_{наг}$ и количеству дней в году $T_{г}$, с учётом коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин $K_{э.н}$:

$$q_{скв.н} = q_{зак} / n_{наг} T_{г} K_{э.н}, \quad (14)$$

где $K_{э.н}$ равен отношению отработанных всеми нагнетательными скважинами дней в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней в году.

20. Пластовое давление на 20-й год разработки имеет тенденцию к снижению, если накопленная компенсация менее 120 %; если накопленная компенсация в пределах от 120 до 150 %, то пластовое давление близко или равно начальному; если накопленная компенсация более 150 %, то пластовое давление имеет тенденцию к увеличению и может быть выше начального.

1.3. График разработки

График строится по фактическим (первые 10 лет) и расчетным показателям разработки на последующие 10 лет и отражает динамику следующих показателей:

- 1) добыча нефти, тыс. т в год;
- 2) добыча жидкости, тыс. т в год;
- 3) среднегодовая обводнённость добываемой жидкости, % вес;
- 4) закачка воды, тыс. м³ в год;
- 5) среднегодовой фонд добывающих скважин, шт;
- 6) среднегодовой фонд нагнетательных скважин, шт;

7) накопленная (с начала разработки) компенсация отбора жидкости закачкой воды, %;

8) пластовое давление, МПа.

1.4. Расчет запасов газа в залежи по методу снижения пластового давления при газовом режиме

Сущность метода состоит в следующем. По данным кратко-временного периода эксплуатации месторождения строят график зависимости средневзвешенного по объёму газовой залежи пластового давления от суммарного количества отобранного газа для определённого периода времени.

Имеется пластовая газовая залежь. Режим пласта – газовый, движение газа в пласте – изотермическое; расположение скважин – равномерное; темп отбора газа из залежи – постоянный. Разработка залежи проводится до снижения пластового давления – 0,1 МПа. Необходимо определить извлекаемые и балансовые запасы природного газа, среднегодовой темп отбора газа и продолжительность разработки месторождения.

Путем экстраполяции графика до оси абсцисс определяют извлекаемые запасы газа или используют соотношение

$$Q_{\text{газ}} = Q_{\text{газ}}(t) \frac{P_{\text{ф}} \alpha_{\text{ф}}}{P_{\text{ф}} \alpha_{\text{ф}} - P_{\text{пл}}(t) \alpha_{\text{пл}}(t)}, \quad (15)$$

где $Q_{\text{зап}}$ – начальные извлекаемые запасы газа, млн м^3 ; $Q_{\text{доб}}(t)$ – добыча газа с начала разработки за определённый период времени (например за 5 лет) млн м^3 (приведён в прил. 5); $P_{\text{нач}}$ – давление в залежи начальное, МПа; $P_{\text{ср}}(t)$ – средневзвешенное давление в залежи на период времени извлечения объёма газа (например, за 5 лет), $P_{\text{ср}}(t) = 0,9 P_{\text{нач}}$, МПа; $\alpha_{\text{нач}}$ и $\alpha_{\text{ср}}(t)$ – поправки на отклонение свойств реального газа по закону Бойля-Мариотта от свойств идеальных газов (соответственно для давлений $P_{\text{нач}}$ и $P_{\text{ср}}(t)$).

Поправка $\alpha = \frac{1}{z}$, где $z = \frac{PV}{RT}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа, определяется по экспериментальным кривым Брауна-Катца. Для упрощения расчетов условно принимаем $z_{\text{нач}} = 0,65$, $z_{\text{ср}}(t)$

$= 0,66$, величина которого соответствует давлению $P_{cp(t)}$. Для расчета принимаем $K_{г.о} = 0,8$. Отбор газа за 5 лет и начальное пластовое давление приведены в прил. 5.

1.5. Пример расчета показателей разработки нефтяного месторождения

1.5.1. Исходные геологические данные для решения задач

Перечень исходных геологических данных по каждому варианту приведён в прил. 5. Для нашего примера (вариант 72 в данном приложении не показан) приняты следующие данные:

Тип коллектора – карбонатный (К).

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина h_n – 12 м.

Среднее значение коэффициента пористости m – 0,14 доли единицы.

Среднее значение коэффициента проницаемости K – 0,432 мкм².

Начальное значение нефтенасыщенности пор S_n – 0,68 доли единицы.

Коэффициент песчанистости K_n – 0,2 доли единицы.

Коэффициент расчлененности K_p – 26,6 доли единицы.

Начальная пластовая температура t_0 – 24 °С.

Начальное пластовое давление P_0 – 18,4 МПа.

Давление насыщения пластовой нефти газом $P_{нас}$ – 10,47 МПа.

Размер водонефтяной зоны H – 1,0 доли единицы.

Плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{пл}$ – 870 кг/м³.

Плотность дегазированной нефти $\rho_{дег}$ – 899 кг/м³.

Динамическая вязкость пластовой нефти $\mu_{пл}$ – 13,75 мПа·с.

Динамическая вязкость дегазированной нефти $\mu_{дег}$ – 44,33 мПа·с.

Газовый фактор Γ_f – 37 м³/т.

Объёмный коэффициент пластовой нефти b – 1,088 доли единицы.

Начальные извлекаемые запасы нефти $Q_{изв.}$ – 3035 тыс. т.

Балансовые (геологические) запасы нефти $Q_{бал}$ – 10117 тыс. т.

Коэффициент вытеснения $K_{выт}$ – 0,59 доли единицы.

Годовая добыча нефти за первый год Q_n – 46,5 тыс/год.

Годовая добыча жидкости за первый год $Q_{ж}$ – 56,0 тыс/год.

Годовая закачка агента (воды) за первый год $Q_{\text{зак}} - 120$ тыс/год.

Количество добывающих скважин на конец года $N_{\text{доб}} - 8$.

Количество нагнетательных скважин на конец года $N_{\text{нагн}} - 2$.

Среднее пластовое давление на конец года $P_{\text{пл}} - 18,4$ МПа.

Плотность сетки скважин $S - 36$ га/скв.

Добыча (отбор) газа за 5 лет $- 775,2$ млн м^3 .

Для расчета дебита одной добывающей скважины по нефти, по жидкости и приёмистости нагнетательной скважины принимать число работы скважины в году $- 350$ дней.

1.5.2. Расчет (оценка) коэффициента извлечения нефти

Для карбонатных коллекторов при водонапорном режиме

$$\text{КИН} = 0,405 - 0,0028\mu_n + 0,052\lg K \cdot 10^3 + 0,139K_{\text{п}} - \\ - 0,15\lg K_{\text{р}} - 0,00022S.$$

Здесь, μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с; K – средняя проницаемость пласта в мкм², $K_{\text{п}}$ – коэффициент песчанистости в долях единицы, $K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности в долях единицы, S – плотность сетки скважин, выражена через отношение общей площади залежи к числу всех пребывавших в эксплуатации скважин, га/скв.

Пример расчета:

$$\begin{aligned} \text{КИН} &= 0,405 - 0,0028 \cdot 13,75 + 0,052\lg 0,432 \cdot 10^3 + \\ &\quad + 0,139 \cdot 0,2 - 0,15 \cdot \lg 26,6 - 0,00022 \cdot 36 = \\ &= 0,405 - 0,0385 + 0,052 \cdot 2,63548 + 0,0278 - 0,15 \cdot 1,42488 - 0,00792 = \\ &= 0,405 - 0,0385 + 0,13704 + 0,0278 - 0,21373 - 0,00792 = 0,30964. \end{aligned}$$

Принимаем расчетный КИН 0,31, что близко к утвержденному значению.

1.5.3. Расчет запасов природного газа по формуле и расчет извлекаемых запасов графическим методом

Путем экстраполяции графика $Q_{\text{зап}} = f(P_{\text{ср}(t)})$ до оси абсцисс определяют извлекаемые запасы газа или используя соотношение

$$Q_{\text{зап}} = Q_{\text{доб}}(t) \frac{P_{\text{нач}} \alpha_{\text{нач}}}{P_{\text{ср}}(t) \alpha_{\text{ср}}(t)},$$

где $Q_{\text{зап}}$ – начальные извлекаемые запасы газа, млн м³; $Q_{\text{доб}}(t)$ – добыча газа с начала разработки за определённый период времени (например, за 5 лет) млн м³ (приведён в прил. 4); $P_{\text{нач}}$ – давление в залежи начальное, МПа; $P_{\text{ср}}(t)$ – средневзвешенное давление в залежи на период времени извлечения объёма газа (например, за 5 лет); $P_{\text{ср}}(t) = 0,9 P_{\text{нач}}$, МПа; $\alpha_{\text{нач}}$ и $\alpha_{\text{ср}}(t)$ – поправки на отклонение свойств реального газа по закону Бойля-Мариотта от свойств идеальных газов (соответственно для давлений $P_{\text{нач}}$ и $P_{\text{ср}}(t)$). Поправка $\alpha = \frac{1}{z}$,

где $z = \frac{PV}{RT}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа, определяется по экспериментальным кривым Брауна-Катца. Для упрощения расчетов условно принимаем $z_{\text{нач}} = 0,65$, $z_{\text{ср}}(t) = 0,66$, величина которого соответствует давлению $P_{\text{ср}}(t)$. Для расчета принимаем $K_{\text{го}} = 0,8$. Отбор газа за 5 лет и начальное пластовое давление приведены в прил. 5.

Примеры определения показателей по запасам газа представлены в табл. П1.

Таблица П1.1

Определение показателей по запасам газа

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Величина	Единицы измерения
1	Начальное пластовое давление	$P_{\text{пл}}$	18,4	МПа
2	Отбор газа за 5 лет	$\Sigma Q_{\text{газа}}$	775,2	млн м ³
3	Принятый коэффициент газоотдачи	$K_{\text{го}}$	0,8	дол. ед.
4	Извлекаемые запасы газа	$V_{\text{извл. газа}}$	6832,8	млн м ³
5	Балансовые запасы газа	$Q_{\text{бал. газа}}$	8541	млн м ³
6	Среднегодовой темп отбора газа	$T_{\text{газ}}$	2,3	%
7	Продолжительность разработки	t	44	год

2. Выводы по результатам расчётов

Максимальная годовая добыча нефти достигнута на третий год разработки и равна 419,2 тыс. т (см. прил. 6). Накопленная добыча нефти на последний расчётный год разработки равна 2685,6 тыс. т, что составляет 88,5 % от начальных извлекаемых запасов; КИН на последний расчетный год – 0,265 дол.ед; максимальный годовой темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов – 13,8 %, на последний расчетный год 1,2 %; обводнённость добываемой продукции – 91,7 %; годовая закачка воды – 570 тыс.м³; компенсация отбора жидкости закачкой воды текущая и накопленная составляют соответственно 130 и 119 %; средние дебиты добывающих скважин по нефти и жидкости равны соответственно 2,8 и 34,1 т/сут; средняя приёмистость одной нагнетательной скважины – 159,2 м³/сут; текущее пластовое давление – 18,3 МПа, что ниже начального на 0,1 МПа. Рассматриваемый объект находится на четвертой стадии разработки. Характеристика стадий разработки нефтяных месторождений приведена в табл. П2.2.

Балансовые (геологические) запасы газа равны 8541 млн м³, извлекаемые запасы газа 6832,8 млн м³. Среднегодовой темп отбора газа 2,3 %. Продолжительность разработки газовой залежи – 44 года.

Таблица П2.2

Характеристика стадии разработки нефтяных месторождений

Характеристика стадий	Единицы измерения	Краткая формула	Стадии разработки			
			I	II	III	IV
Годовой темп отбора нефти для мелких месторождений с извлекаемыми запасами <u>менее 10 млн т</u> Для крупных месторождений с извлекаемыми запасами более 10 млн т	%	$T = Q_{н.г} / Q_{нач. извл}$	1–10	5–12	6–1	1–0,05
	%	$T = Q_{н.г} / Q_{нач. извл}$	0,5–3	3–5	3–1	1–0,05
Отбор от извлекаемых запасов на конец стадии	%	$Q = \Sigma Q_{доб. н. с \text{ нач. разр}} / Q_{нач. извл. зап}$	5–7	15	70–80	100
Обводнённость продукции	%	$W = V_{воды} / V_{ж}$	0–1	1–5	70–80	98
Нефтеотдача (КИН) в терригенных коллекторах	Дол. ед.	$КИН = \Sigma Q_{доб. н. с \text{ нач. разр.}} / Q_{бал}$	0,05	0,07–0,1	0,3–0,4	0,5–0,6
Нефтеотдача (КИН) в карбонатных коллекторах	Дол. ед.	$КИН = \Sigma Q_{доб. н. с \text{ нач. разр.}} / Q_{бал}$	0,03	0,05	0,25	0,3–0,4
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, текущая	%	$K = Q_{зак. год} / Q_{отб. ж. год}$	–	10–15	120–150	50–100
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, накопленная	%	$\Sigma K = \Sigma Q_{зак \text{ воды}} / \Sigma Q_{отб. ж}$	–	5	100–120	120

Характеристика стадий	Единицы измерения	Краткая формула	Стадии разработки			
			I	II	III	IV
Число добывающих скважин	Доля от max числа, %	$n = n_{\text{год}}/n_{\text{max}}$	80	100	80	20
Число нагнетательных скважин	Доля от max числа, %	$n = n_{\text{год}}/n_{\text{max}}$	–	1–5	100	20
Пластовое давление	Доля от начального, %	$P_{\text{пл}} = P_i/P_{\text{нач}}$	100	70–80	90–100	90–120
Продолжительность стадии для мелких – для крупных месторождений	Лет		3	1–2	15–20	50–100
	Лет		3–10	3–6	50	100–150
Годовой темп отбора жидкости	%	$T = Q_{\text{ж.г.}}/Q_{\text{нач.извл}}$	1–10	10–15	10–30	5–10
Годовая закачка воды	Доля от max числа, %	$Q_{\text{зак год}}/Q_{\text{зак max}}$	–	50	100	20
Темп закачки воды	%	$T = Q_{\text{зак.вод г}}/Q_{\text{нач.извл.зап. нефти}}$	–	1–5	10–15	1–5

Приложение 2
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ

КУРСОВАЯ РАБОТА

По дисциплине «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

Вариант № _____

Выполнил: студент гр. _____

Проверил: доцент кафедры НГТ,
к.т.н. И.Р. Юшков _____

г. Пермь, 2012 г.

Приложение 3

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

УТВЕРЖДАЮ:

Зав кафедрой _____
_____ 201 ____ г.

Дисциплина «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых ме-
сторождений»

З А Д А Н И Е

на курсовую работу

Студенту _____ гр. _____

Вариант _____

1. Тема работы:

2. Срок сдачи законченной работы _____

3. Исходные данные к работе:

3.1. Методические указания по выполнению контрольной работы.

3.2. Курс лекций по дисциплине «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений».

3.3. Учебная литература по дисциплине.

4. Содержание расчётно-пояснительной записки, перечень
подлежащих разработке вопросов

Введение

4.1. Краткая геолого-физическую характеристика коллекторов нефти и газа, пластовых жидкостей их состав и физико-химические свойства; сведения о запасах; основные положения проектных документов по разработке нефтяных и газовых месторождений; методы увеличения нефтеотдачи пластов; способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин; характеристику систем сбора и подготовки нефти и газа на промысле.

4.2. Техничко-технологическая часть.

а) расчет коэффициента извлечения нефти (КИН) по геолого-физическим характеристикам;

б) расчет основных технологических показателей разработки на перспективный период (20 лет);

в) Приводится график разработки по основным показателям на фактический и перспективный период (20 лет);

с) Расчет запасов природного газа по формуле и графическим методом.

Графические приложения. График разработки.

Дата выдачи задания «_____» _____ 201____ г.

Руководитель проекта _____

Задание принято к исполнению _____

(подпись студента)

Основные показатели

Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т _____,
начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т _____,
Утвержденный КИН, дол. ед _____
Гф _____ м³/т

Годы	Голо- вая добыча нефти, тыс. т	Годовые темпы отбора нефти от утвержденных извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разра- ботки, тыс. т	Отбор нефти от утверж- денных извлека- емых запасов, %	Кэф- фе- ци- ент, пол. ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Средне- годовая обводнен- ность продук- ции, %	Закачка воды, тыс. м³	
		от нача- ла	от текущих (оста- точных)				за год	с начала разра- ботки		за год	с начала разра- ботки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
20											

приложение 4
варианта разработки

Годы	Компенсация нормы живучести закачной воды, %		Добыча нефтяного газа, млн м ³		Фонд добыва- ющих скважин среднего долой, шт	Фонд нагнетат скважин среднего долой, шт	Среднегодовой либн: одной скважины, т/сут		Средне годовая прони- мость одной нагнет. ска., м ³ /сут	Постоянное давление, МПа
	в год (теку- щая)	с начала разра- ботки	в год	с начала разра- ботки			нефти	газа		
1	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										

**Исходные геологические
данные для**

№№ варианта	$Q_{\text{вкл}}$ т/час	$Q_{\text{баз}}$ т/час	Тип кол	$f_{\text{вкл}}$ м	$m, \text{дуп.}$ ед	k_1 мкм ²	$S_{\text{вкл}}$ дм ²	$k_{\text{вкл}}$ дм ²	$k_{\text{р}}$ дм ²	$P_{\text{вкл}}$ МПа	$P_{\text{баз}}$ МПа	H_1 дм.с.а
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	843	4015	а	4,7	0,16	0,406	0,66	0,58	2	16,3	8,6	1
2	2188	7101	а	3,2	0,17	0,455	0,78	0,45	1,8	16	9,3	1
3	336	1244	а	5,0	0,10	0,258	0,52	0,48	5,6	16,5	5,05	1
4	897	2258	а	4,3	0,23	1,56	0,76	0,91	1,1	16,5	9,6	0,16
5	404	1756	а	6,2	0,18	0,122	0,69	0,55	4,8	16,6	9,75	1
6	818	2943	а	3,9	0,147	0,16	0,71	0,43	4,47	12,8	5,05	1
7	362	1140	а	3,2	0,156	0,161	0,84	0,63	1,33	16	9,03	1
8	873	4167	а	4,2	0,143	0,229	0,77	0,28	3,6	16,6	6,9	1
9	357	1468	а	2,3	0,14	0,332	0,75	0,38	1,8	12,67	9,8	1
10	1005	4378	а	2,2	0,16	0,519	0,84	0,4	2,1	15,8	9,8	1
11	2518	10073	а	6,2	0,13	0,829	0,812	0,47	4,8	16	10,06	1
12	961	3963	а	2,4	0,15	1,254	0,82	0,37	7,93	12,5	8,79	1
13	652	2495	а	2,6	0,18	0,486	0,76	0,79	2,03	15,8	9,63	0,1
14	798	2484	а	2,7	0,17	0,488	0,83	0,68	2,96	15,8	9,63	1
15	1568	6954	а	8,4	0,16	0,328	0,81	0,48	7,3	16,6	10,49	1
16	1948	7215	а	4,4	0,18	0,250	0,82	0,43	3,96	13,99	9,55	1,0
17	15191	30948	а	10	0,22	0,705	0,9	0,58	1,65	16,12	11,1	0,1
18	5388	20128	а	9,4	0,18	0,338	0,85	0,43	4,28	16,50	10	1,0
19	3363	8771	а	8,6	0,23	0,700	0,92	0,62	1,50	16,52	11,1	0,1
20	655	2976	а	1,8	0,22	0,136	0,85	0,31	1,8	16,3	7,1	0,3
21	1460	4895	а	4,0	0,22	0,729	0,85	0,50	1,9	16,3	8,76	1
22	740	3083	а	5,2	0,16	0,113	0,86	0,28	3	16,7	9,6	1
23	8754	28236	а	9,5	0,13	0,027	0,78	0,32	10,4	19,4	14,98	1
24	20907	48396	а	8,2	0,169	0,082	0,89	0,45	5,1	23,5	14,51	0,309
25	4946	16766	а	4,6	0,1	0,016	0,77	0,19	5,1	24	14,17	1
26	6628	18936	а	11,2	0,1	0,012	0,62	0,45	14,88	21,3	17,25	1
27	9527	22006	а	11,3	0,14	0,124	0,81	0,88	7,29	24,4	15,46	0,9
28	289	971	а	2,1	0,09	0,022	0,68	0,221	3,29	26	15,76	1
29	4607	16572	а	10	0,12	0,16	0,8	0,39	12	18,7	12,42	1
30	9571	23928	а	9,3	0,15	0,207	0,88	0,44	3,8	20	12,27	0,1
31	3595	7814	а	9,3	0,16	0,207	0,88	0,44	3,8	23,6	14,5	0,238
32	592	1794	а	4,4	0,11	0,06	0,85	0,28	5,1	24	15,22	1
33	10188	33948	а	4,3	0,13	0,03	0,72	0,21	5	10,4	1,96	0,4
34	41815	76027	а	9,2	0,23	0,59	0,88	0,7	1,87	14,6	16,73	0,22
35	12021	40070	а	6,3	0,12	0,04	0,72	0,51	10,31	15,28	8,71	0,8

приложение 5

и технологические
решения задач

№№ варьянта	ρ пл, кг/м³	ρ дет, кг/м³	μ пл, МПа°С	μ дет, МПа°С	$\Gamma\Phi$, М²/т	δ , доп. мм	K выт., доп. ед.	N , гн/сж	Q газа 5 лет, млн м³
1	14	15	18	17	18	19	20	21	22
1	896	919	42	75,1	12,3	1,02	0,48	12,2	247,0
2	896	900	26,9	53,8	8,1	1,02	0,63	16	216,6
3	850	878	11,9	19,4	12	1,03	0,87	25	74,6
4	888	894	19,3	41,6	10	1,025	0,6	16	112,8
5	914	918	57,1	198,4	8	1,02	0,4	12,2	70,2
6	856	873	11,9	21,3	12,9	1,05	0,87	25	189,8
7	879	897	18,0	33,3	15,3	1,02	0,6	16	87,2
8	914	937	57,1	245,9	7,2	1,02	0,4	12,2	150,7
9	865	874	14,3	25,7	12	1,03	0,52	16	89,3
10	891	897	22,0	66,4	14	1,02	0,53	16	306,5
11	914	938	48,8	238,8	9	1,015	0,48	12,2	453,3
12	856	870	9,6	16,3	23,3	1,03	0,69	16	481,7
13	891	931	21,9	160,2	16,1	1,02	0,53	16	200,8
14	891	918	21,9	160,0	16,1	1,02	0,53	16	200,8
15	916	918	81,8	196,4	9,5	1,02	0,43	12,2	330,3
16	873	914	12,0	33,3	24,6	1,02	0,60	16	898,3
17	882	902	15,5	47,3	20,1	1,044	0,63	36	3110,1
18	914	925	48,8	128,8	10	1,11	0,56	9	1006,4
19	882	902	15,5	47,3	20,1	1,044	0,63	16	880,5
20	894	898	22,7	40,9	6,9	1,01	0,5	16	102,7
21	898	900	30,8	47,6	7,7	1,01	0,61	16	168,5
22	914	925	48,8	238,8	8	1,01	0,44	12,2	123,3
23	766	832	1,5	5,2	90	1,22	0,62	36	1269,0
24	746	821	1,3	5,4	116,3	1,26	0,65	25	2814,5
25	749	817	1,3	6,4	110,2	1,22	0,62	25	925,7
26	766	837	1,7	5,8	106,4	1,24	0,44	36	1010,8
27	739	840	1,2	4,2	190,83	1,38	0,618	25	2099,0
28	707	817	1,1	4,7	215,29	1,46	0,539	20,2	1945,2
29	849	887	10,0	47,2	52,8	1,121	0,56	25	4375,9
30	768	840	1,2	6,7	108,82	1,255	0,674	25	13019,2
31	790	839	1,4	9,5	105,8	1,23	0,66	25	4125,8
32	783	836	1,8	6,8	110,6	1,192	0,54	25	992,1
33	876	894	22,7	31,5	18,14	1,074	0,487	25	3079,2
34	829	872	6,1	32,5	56,45	1,113	0,6	36	2148,0
35	867	907	14,9	60,8	46,66	1,1	0,555	16	935,5

№№ парашюта	ρ _{пл} , кг/м³	ρ _{воз} , кг/м³	μ _{пл} , мПа·с	μ _{воз} , мПа·с	Γ _ф , г/г	δ, мм, кг	K _{вкл} , доп. кг	N _{тросов}	Q _{трос} 1 шт., мм, м²
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22
36	666	667	11,3	12,4	33,8	1,069	0,493	36	595,9
37	671	669	12,3	32,3	31	1,060	0,615	36	595,2
38	619	630	81,9	303,5	12,6	1,027	0,62	16	200,4
39	625	637	64,4	324,2	12,86	1,029	0,46	16	206,3
40	661	679	6,9	36,0	37,24	1,08	0,64	25	716,0
41	646	660	6,1	165,1	16,66	1,067	0,62	36	1536,3
42	667	679	16,9	41,0	15,06	1,041	0,62	36	1384,0
43	698	608	43,0	169,1	14,9	1,031	0,64	16	1609,2
44	696	607	41,1	96,9	16,93	1,032	0,5	25	622,2
45	666	683	6,0	22,3	31,16	1,071	0,64	36	1090,6
46	634	660	6,7	14,3	39,4	1,061	0,62	36	1660,2
47	634	660	6,7	14,3	28,3	1,060	0,62	36	862,7
48	619	629	37,4	121,1	18,3	1,043	0,64	16	1164,9
49	666	612	37,1	76,6	19,1	1,026	0,5	25	373,0
50	608	624	62,8	89,4	8,06	1,027	0,68	36	143,3
51	644	670	7,3	19,7	37,04	1,066	0,534	36	2198,0
52	636	660	6,9	10,6	36,03	1,09	0,626	36	1216,9
53	670	686	13,1	36,3	24,68	1,069	0,64	16	2364,7
54	686	606	27,6	78,8	28,16	1,063	0,66	25	3660,2
55	679	697	16,6	67,8	28,66	1,066	0,636	36	780,3
56	666	666	17,2	27,3	30,62	1,074	0,626	36	1380,7
57	666	687	13,4	34,7	39,6	1,069	0,64	36	6283,6
58	670	610	27,2	66,2	26,36	1,064	0,66	16	3001,0
59	646	680	13,2	26,8	44,99	1,109	0,666	36	1260,0
60	608	610	66,0	132,8	13,66	1,026	0,66	25	776,9
61	637	676	6,9	16,9	24,7	1,068	0,62	36	498,9
62	634	667	6,7	14,1	34,5	1,061	0,61	36	1103,8
63	693	607	46,8	74,8	19,67	1,042	0,66	25	1121,6
64	680	602	37,1	62,2	16,7	1,026	0,5	36	610,4
65	666	672	9,0	23,0	26,7	1,066	0,616	36	2964,7
66	660	678	11,6	22,6	16,66	1,05	0,664	36	693,6
67	606	616	66,3	160,6	14,23	1,031	0,668	12,2	3747,3
68	699	617	66,4	66,9	7	1,026	0,472	16	376,6
69	660	682	6,6	21,6	26,26	1,070	0,636	36	620,6
70	661	679	6,9	36,0	37,24	1,08	0,64	16	460,1

Исходные показатели разработки

1 вариант							2 вариант						
Годы	Q_n	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{об}}$	$N_{\text{инт}}$	$P_{\text{ит}}$	Годы	Q_n	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{об}}$	$N_{\text{инт}}$	$P_{\text{ит}}$
1	12,5	15,8	19,8	27	1	16,3	1	19,9	34,7	-	6	-	16,0
2	15,4	20,2	36,3	35	8	13,2	2	67,1	111,2	-	8	-	15,8
3	15,1	23,2	35,2	35	8	15,4	3	59,7	106,2	20,0	18	1	15,1
4	23,7	36,3	31,7	35	8	14,0	4	81,2	112,7	42,0	28	1	15,8
5	17,6	28,0	41,5	35	8	14,3	5	139,6	192,1	60,0	38	3	14,2
6	17,2	24,4	37,7	35	8	14,3	6	197,9	337,6	129,3	51	4	15,4
7	18,6	27,2	43,6	32	9	14,3	7	166,4	346,5	388,3	57	4	14,2
8	19,8	30,1	48,4	32	9	13,8	8	137,8	398,6	369,7	61	12	14,0
9	20,9	29,5	32,8	33	9	13,8	9	111,3	414,5	500,0	60	15	14,3
10	16,1	26,1	39,8	33	9	15,0	10	78,5	415,0	500,0	60	15	13,8
5 вариант							6 вариант						
Годы	Q_n	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{об}}$	$N_{\text{инт}}$	$P_{\text{ит}}$	Годы	Q_n	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{об}}$	$N_{\text{инт}}$	$P_{\text{ит}}$
1	2,6	4,5	-	5	-	16,6	1	3,0	3,8	-	1	-	12,8
2	3,8	4,8	-	6	-	16,3	2	6,0	7,2	-	2	-	12,3
3	8,8	12,3	4,7	7	2	15,9	3	9,0	10,4	15,0	3	1	12,1
4	14,8	19,9	8,1	7	2	15,7	4	12,8	14,4	17,3	4	1	11,9
5	11,6	15,6	10,6	7	2	15,5	5	15,5	17,7	21,2	5	1	11,8
6	9,2	13,6	13,0	7	2	15,5	6	18,3	20,8	25,0	7	2	11,8
7	5,5	14,8	15,0	10	3	15,6	7	18,5	21,4	25,7	9	2	11,9
8	5,2	15,4	16,0	9	3	15,8	8	16,3	21,6	25,9	10	3	12,0
9	4,3	14,3	16,0	9	3	16,0	9	15,6	21,7	26,0	10	3	12,1
10	3,1	8,3	16,0	9	3	16,2	10	15,3	21,8	26,2	10	3	12,3
9 вариант							10 вариант						
Годы	Q_n	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{об}}$	$N_{\text{инт}}$	$P_{\text{ит}}$	Годы	Q_n	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{об}}$	$N_{\text{инт}}$	$P_{\text{ит}}$
1	4,1	4,7	-	4	-	12,7	1	48,2	59,6	67,0	28	6	15,8
2	3,0	3,9	-	4	-	12,6	2	54,6	80,2	75,2	28	8	13,2
3	4,4	6,1	4,0	5	1	12,5	3	66,4	107,2	64,6	30	8	13,5
4	4,8	9,3	8,8	5	2	12,4	4	67,9	110,2	68,1	31	8	14,1
5	4,1	7,9	8,9	5	2	12,2	5	64,1	119,4	81,3	28	8	14,9
6	4,1	7,3	9,0	5	2	12,2	6	60,0	120,1	122,7	29	8	14,5
7	5,9	9,3	9,5	5	3	12,2	7	55,6	114,2	138,3	28	8	15,0
8	5,2	8,1	9,6	5	3	12,3	8	50,5	110,6	120,0	28	8	15,2
9	4,0	6,4	9,5	5	3	12,4	9	46,0	115,9	120,0	29	8	15,5
10	4,7	7,5	9,6	5	3	12,5	10	62,1	145,9	150,0	33	9	15,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

на первые 10 лет

3 вариант							4 вариант						
Годы	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{с}}$	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{вкл}}$	$N_{\text{искл}}$	$P_{\text{вкл}}$	Годы	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{с}}$	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{вкл}}$	$N_{\text{искл}}$	$P_{\text{вкл}}$
1	1,6	2,2	-	2	-	16,5	1	27,7	33,1	-	5	-	16,5
2	8,1	9,4	-	4	-	16,3	2	110,5	114,5	21,1	4	2	14,0
3	2,1	4,1	5,5	5	2	16,2	3	108,0	132,1	110,9	4	2	14,0
4	3,1	7,1	19,7	6	2	15,0	4	68,2	106,8	78,1	7	2	15,3
5	6,0	12,5	16,6	5	2	10,3	5	57,8	127,9	128,9	10	3	15,8
6	8,9	15,8	18,4	4	2	10,4	6	59,4	70,0	230,0	8	5	15,1
7	5,3	11,0	18	4	2	10,6	7	47,5	70,0	257,5	8	5	15,8
8	7,5	10,9	15	5	2	11,0	8	55,0	71,0	176,7	8	5	15,8
9	8,9	12,0	15	4	2	11,5	9	54,0	70,0	158,0	8	5	15,5
10	9,3	14,6	15	6	2	12,0	10	53,0	70,0	169,9	14	7	15,3
7 вариант							8 вариант						
Годы	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{с}}$	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{вкл}}$	$N_{\text{искл}}$	$P_{\text{вкл}}$	Годы	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{с}}$	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{вкл}}$	$N_{\text{искл}}$	$P_{\text{вкл}}$
1	10,7	12,6		9		12,5	1	14,9	17,7	37,6	23	2	16,8
2	6,0	8,3	7,0	9	1	12,3	2	14,5	18,9	45,0	26	4	13,8
3	6,5	10,4	15,0	9	1	12,1	3	19,8	24,6	28,3	28	5	14,5
4	8,3	13,7	18,0	9	1	11,9	4	23,7	32,5	36,9	28	5	14,6
5	13,0	22,0	20,0	10	1	11,8	5	22,2	32,5	35,0	27	5	14,0
6	20,1	31,4	31,0	10	2	11,8	6	20,5	30,2	34,5	28	5	14,0
7	25,5	35,7	39,0	12	2	11,9	7	18,4	32,6	24,9	25	5	13,9
8	24,9	37,3	39,0	12	2	12	8	18,9	35,2	36,4	26	5	15,1
9	26,2	40,0	40,0	12	2	12,1	9	17,8	36,1	33,5	24	5	16,1
10	24,7	38,1	40,0	12	2	12,3	10	18,3	34,0	39,5	22	5	16,1
11 вариант							12 вариант						
Годы	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{с}}$	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{вкл}}$	$N_{\text{искл}}$	$P_{\text{вкл}}$	Годы	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{с}}$	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{вкл}}$	$N_{\text{искл}}$	$P_{\text{вкл}}$
1	64,4	79,9	40,3	67	14	16,0	1	4,3	4,3	-	1	-	13
2	64,2	84,1	136,9	67	18	15,5	2	4,2	4,7	-	1	-	12
3	67,8	90,6	136,7	71	18	14,6	3	3,5	4,0	1,2	1	1	12
4	63,6	89,7	130,1	70	20	15,2	4	7,1	8,0	4,3	3	1	12
5	60,6	91,7	108,8	60	21	14,9	5	19,5	25,1	10,2	6	2	12
6	67,1	98,0	79,1	63	21	15,1	6	18,4	28,1	15,4	6	2	12
7	84,4	124,9	104,7	67	22	15,4	7	15,7	21,3	20,6	7	2	12
8	84,7	119,4	140,4	67	22	15,5	8	12,0	17,3	20,5	7	2	12
9	92,8	134,7	143,2	68	22	15,5	9	9,3	17,5	20,6	7	2	12
10	93,7	138,0	141,4	70	22	15,7	10	10,2	18,4	20,6	7	2	12

13 вариант							14 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{нов}}$	$P_{\text{н}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{нов}}$	$P_{\text{н}}$
1	5,7	21,9	-	8	-	15,8	1	12,4	21,9	-	8	-	15,8
2	8,8	31,2	-	11	-	15,4	2	20,4	31,2	-	11	-	15,4
3	7,3	46,3	-	9	-	15,3	3	15,1	46,3	-	9	-	15,3
4	5,3	52,0	32,9	9	2	15,2	4	11,2	52,0	32,9	9	2	15,2
5	4,9	41,6	55,6	9	2	15,1	5	9,4	41,6	55,6	9	2	15,1
6	5,0	34,4	56,7	9	2	15,2	6	10,2	34,4	56,7	9	2	15,2
7	5,6	32,0	52,6	9	2	15,3	7	8,0	16,8	52,6	9	2	15,3
8	6,4	30,0	33,0	9	2	15,4	8	8,8	15,7	33,0	9	2	15,4
9	8,0	31,7	25,5	7	2	15,66	9	14,4	31,7	33,0	9	2	15,66
10	7,6	24,7	16,9	7	2	15,59	10	12,8	30,7	35,0	9	2	15,59
17 вариант							18 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{нов}}$	$P_{\text{н}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{нов}}$	$P_{\text{н}}$
1	370,6	380,7	162,9	20	3	16,5	1	71,0	84,1	-	12	-	16,6
2	1036,7	1062,0	1196,1	35	6	16	2	49,0	60,0	-	18	-	16,4
3	1491,5	1782,4	2509,6	49	12	15,7	3	69,0	83,0	16,5	19	1	16,2
4	2034,8	2506,4	4300,4	61	12	15,8	4	61,0	79,3	60,0	22	3	16
5	2154,3	3198,4	5467,0	76	13	15,7	5	79,0	102,0	80,0	32	3	16,1
6	2257,1	5068,9	7407,2	92	21	16,6	6	101,0	148,0	150,0	39	5	16,1
7	1586,9	6272,5	7991,4	81	16	16,2	7	93,9	144,3	180,0	42	10	16,2
8	792,2	6131,4	7677,7	94	15	16,1	8	134,1	173,2	180,0	50	11	16,3
9	534,7	5619,0	6730,0	103	20	16	9	92,7	156,0	180,0	52	11	16,4
10	383,8	5550,0	6874,5	100	22	15,9	10	84,3	148,0	170,0	53	11	16,5
21 вариант							22 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{нов}}$	$P_{\text{н}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{нов}}$	$P_{\text{н}}$
1	61,3	63,7	14,4	27	3	16	1	8,7	11,9	-	8	-	14,5
2	89,9	96,5	52,8	30	4	15,5	2	11,6	14,8	-	13	-	14,3
3	79,4	95,0	65,0	32	9	14,8	3	16,5	19,2	17,6	21	2	13,6
4	71,2	82,5	69,9	33	8	14,7	4	15,7	18,3	16,5	21	2	13,6
5	83,8	130,6	93,1	33	6	15,1	5	14,1	16,9	16,8	30	2	13,7
6	97,6	157,6	163,0	30	7	15,3	6	16,4	19,6	18,5	20	3	13,8
7	100,4	198,6	200,0	32	5	15,8	7	20,7	26,7	25,5	17	3	13,9
8	87,0	172,8	190,0	31	5	15,4	8	14,0	19,1	23,7	16	4	14
9	81,0	157,0	190,0	29	6	15,8	9	9,9	14,1	20,0	16	4	14,1
10	71,9	166,5	180,0	28	6	15,6	10	9,4	15,1	20,0	17	4	14,2

13 вариант							16 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{пл}}$	$N_{\text{ср}}$	$P_{\text{пл}}$	Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{пл}}$	$N_{\text{ср}}$	$P_{\text{пл}}$
1	18,7	19,80	-	28	-	16,6	1	13,6	19,0	-	11	-	16
2	28,7	30,88	-	37	-	14,5	2	11,4	21,0	10,0	13	2	15,7
3	56,6	62,63	-	43	-	15,1	3	13,2	22,4	15,0	19	3	15,5
4	67,4	76,10	89,64	49	5	14,8	4	20,6	34,4	25,0	23	5	15,5
5	64,2	75,55	110,2	53	10	13,8	5	38,4	48,5	30,0	30	5	15,6
6	50,3	61,24	110,5	52	12	14	6	30,9	46,8	60,0	31	6	15,6
7	40,3	52,02	63,3	47	15	14,4	7	25,1	31,2	79,7	29	6	15,7
8	37,8	48,27	61,2	47	15	14,1	8	22,5	33,9	64,1	31	6	15,7
9	33,2	41,94	50,86	41	13	14,1	9	20,3	36,2	55,1	31	6	15,8
10	32,1	41,19	47,65	36	12	15,1	10	19,6	35,0	54,7	30	6	15,9
19 вариант							20 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{пл}}$	$N_{\text{ср}}$	$P_{\text{пл}}$	Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{пл}}$	$N_{\text{ср}}$	$P_{\text{пл}}$
1	94	104	-	12	-	16,5	1	2,2	2,3	-	3	-	16
2	215	341	-	12	-	16	2	5,5	5,6	-	5	-	15,5
3	526	897	1,4	11	1	15,7	3	5,0	5,2	4,0	6	1	14,8
4	540	820	504	10	4	15,8	4	6,8	7,2	6,0	7	2	14,7
5	287	1316	600	12	4	15,7	5	5,3	5,6	12,0	7	2	15,1
6	188	1236	650	12	5	16,6	6	4,3	4,8	15,0	7	3	15,5
7	122	1066	650	13	6	16,2	7	12,3	15,9	15,2	9	3	15,8
8	120	981	800	13	6	16,1	8	12,9	17,7	15,5	9	3	15,4
9	125	1097	1000	14	6	16	9	9,5	13,1	16,2	10	4	15,8
10	125	1228	1100	14	7	15,9	10	7,9	11,7	16,4	11	4	15,6
23 вариант							24 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{пл}}$	$N_{\text{ср}}$	$P_{\text{пл}}$	Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{пл}}$	$N_{\text{ср}}$	$P_{\text{пл}}$
1	259,4	318,2	489,3	94	24	19,4	1	471,3	490,0	832,8	56	18	23,5
2	334,8	423,4	546,1	102	28	19	2	601,9	633,1	965,2	66	16	19,6
3	312,3	370,6	686,7	104	20	18,9	3	715,8	762,4	1006,6	72	18	19,2
4	304,4	377,6	606,0	106	21	19	4	797,6	876,0	1144,8	78	17	19,3
5	328,2	413,6	714,7	106	21	19,1	5	739,7	809,4	1026,5	76	25	19,4
6	328,4	399,3	720,2	106	21	19,2	6	654,7	704,6	1024,0	72	22	19,5
7	291,9	368,3	606,3	101	19	19,3	7	644,5	685,3	1003,0	77	22	19,6
8	288,3	382,7	450,0	101	21	19,4	8	646,5	694,6	910,0	85	21	19,7
9	307,5	376,3	460,0	102	20	19,5	9	608,3	670,0	1000,0	90	26	19,8
10	307,8	427,7	470,0	105	29,0	19,5	10	560,9	619,2	1005,0	100	27	20

25 вариант							26 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{дв}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{эл}}$	Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{дв}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{эл}}$
1	134,1	142,2	131,5	7	2	24	1	9,9	10,6	-	3	-	21,3
2	164,9	170,7	334,8	13	5	21,7	2	8,8	9,0	-	5	-	21
3	231,9	302,4	350,0	22	10	21,5	3	28,0	28,2	-	6	-	20,12
4	288,0	400,6	420,0	29	12	21,4	4	62,2	63,2	-	14	-	19,43
5	283,7	403,8	480,0	36	17	21,2	5	114,9	116,1	58,1	27	2	18,9
6	202,9	484,8	480,0	44	14	15,7	6	188,8	191,0	131,4	50	7	18,79
7	172,9	637,1	705,0	49	18	20,7	7	222,0	235,3	259,5	62	8	18,6
8	190,0	798,4	1000,0	59	19	19,6	8	245,8	266,1	305,1	66	11	19
9	173,2	774,6	900,0	53	19	19,3	9	237,9	261,5	271,9	65	10	19,28
10	177,2	643,0	950,0	41	19	18,9	10	230,0	262,0	300,0	65	11	19,3
29 вариант							30 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{дв}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{эл}}$	Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{дв}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{эл}}$
1	92,7	110,1	283,1	37	13	18,7	1	211,9	225,4	373,9	31	13	20
2	101,5	124,4	216,3	38	6	16,39	2	238,2	256,8	504,5	31	13	16,03
3	119,9	140,5	130,0	44	10	16,5	3	243,0	267,9	513,5	31	15	16,43
4	111,3	150,9	136,1	51	4	16,21	4	273,9	305,0	530,5	29	9	16,03
5	97,2	150,1	132,2	49	4	16,38	5	279,4	313,1	688,4	25	8	16,47
6	102,6	164,4	144,9	42	8	16,52	6	250,7	287,4	469,3	25	5	16,31
7	106,3	162,5	175,8	43	10	17,19	7	272,5	310,8	495,6	28	8	16,42
8	106,6	158,4	142,7	46	8	17,14	8	288,0	332,5	497,7	30	9	16,32
9	91,2	153,4	213,4	45	10	17,24	9	284,5	328,7	390,0	30	11	16,65
10	72,2	121,7	204,0	39	10	16,99	10	286,9	327,8	390,0	32	11	16,75
33 вариант							34 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{дв}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{эл}}$	Годы	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ин}}$	$N_{\text{дв}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{эл}}$
1	46,3	92,4	159,5	80	2	10,4	1	177,7	181,9	-	17	-	14,6
2	48,4	85,5	324,8	100	16	9,26	2	305,7	314,8	95,3	40	6	12,09
3	63,3	102,1	525,0	123	16	9,15	3	686,1	695,5	972,8	62	6	12,74
4	64,9	107,2	389,2	118	16	8,66	4	1039	1067	1465	80	12	13,53
5	59,7	99,8	415,6	126	16	8,55	5	1322	1387	2059	103	11	13,23
6	61,0	111,3	583,0	107	20	8,15	6	1519	1659	2338	107	13	14,55
7	72,1	123,4	208,1	110	24	8,31	7	1843	1966	2771	104	26	14,2
8	51,5	94,2	210,0	104	22	8,5	8	1682	2115	2638	106	26	14,77
9	49,8	93,1	215,0	92	24	8,85	9	1693	2294	2830	106	23	14,59
10	48,2	86,4	220,0	92	24	8,94	10	1451	2363	2931	112	26	14,5

27 вариант							28 вариант						
Говм	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{дет}}$	$N_{\text{опт}}$	$P_{\text{оп}}$	Говм	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{дет}}$	$N_{\text{опт}}$	$P_{\text{оп}}$
1	28,8	28,8	-	1	-	24,4	1	2,4	2,6	-	3	-	25
2	54,4	54,7	-	5	-	20,8	2	4,1	5,1	-	2	-	24,5
3	65,5	66,2	-	9	-	20	3	4,3	6,9	-	2	-	24
4	124,0	125,1	-	14	-	19,46	4	8,1	11,3	8	6	1	23
5	187,1	189,4	17,0	24	1	18,81	5	15,3	19,8	12	7	1	22,5
6	213,5	215,5	251,9	32	7	18,44	6	9,9	12,2	20	7	2	22
7	276,7	278,8	465,5	38	10	18,61	7	13,4	14,2	24	7	2	22,1
8	378,2	392,6	480,0	49	10	18,54	8	13,6	15,3	24	7	2	22,26
9	389,4	448,0	531,8	50	12	18,72	9	12,0	16,0	26	7	3	22,7
10	402,0	446,5	535,0	53	12	18,47	10	12,8	18,2	30	7	3	22,45
31 вариант							32 вариант						
Говм	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{дет}}$	$N_{\text{опт}}$	$P_{\text{оп}}$	Говм	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{дет}}$	$N_{\text{опт}}$	$P_{\text{оп}}$
1	142,5	142,6	23,3	6	1	23,6	1	61,5	64,3	-	3	-	24
2	182,9	183,0	49,1	10	2	16,17	2	37,0	40,7	24,1	3	1	20
3	153,3	153,4	240,8	12	4	16,15	3	20,7	22,0	79,0	3	3	16
4	181,9	182,2	276,9	13	4	16,41	4	56,4	62,6	139,0	5	3	16,5
5	210,3	212,4	290,6	15	5	16,85	5	40,8	74,4	162,2	5	2	17
6	247,7	251,7	378,9	22	7	17,09	6	38,9	78,1	143,9	6	3	17,5
7	255,3	260,3	497,4	21	7	17,34	7	32,9	92,1	147,5	9	2	18
8	249,3	266,3	467,5	20	7	17,35	8	27,9	99,4	155,6	10	2	18,59
9	237,9	266,0	320,0	19	7	17,51	9	21,5	137,5	215,4	9	3	19,31
10	238,0	270,2	320,0	19	7	17,49	10	14,5	137,4	164,6	9	3	19,65
35 вариант							36 вариант						
Говм	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{дет}}$	$N_{\text{опт}}$	$P_{\text{оп}}$	Говм	Q_n	Q_m	$Q_{\text{ср}}$	$N_{\text{дет}}$	$N_{\text{опт}}$	$P_{\text{оп}}$
1	32,1	41,3	-	32	-	15,28	1	17,25	17,5	-	1	-	9,6
2	101,1	120,2	5,1	30	2	14,65	2	20,78	22,9	12	2	1	9
3	124,8	158,9	108,1	63	7	14,44	3	19,32	20,81	22	2	1	8,8
4	111,7	175,9	295,8	79	9	14,39	4	28,21	41,64	24	2	1	8,5
5	126	207,3	460	93	14	13,81	5	30,04	46,03	41	3	1	9
6	110,2	187,1	470	114	19	14,35	6	23,69	37,75	42	3	1	9,3
7	109,9	210,7	300	125	18	14,28	7	9,06	17,93	43	3	1	9,3
8	111,2	191,3	250	119	20	14,26	8	3,96	23,78	41	3	1	9,4
9	108,5	187,2	200	131	18	14,37	9	3,75	22,51	35	3	1	9,4
10	100,5	167,4	200	117	18	13,84	10	3,2	23,2	35	3	1	9,5

37 вариант							38 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{пол}$	N_{max}	P_{max}	Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{пол}$	N_{max}	P_{max}
1	57,9	58,6	-	6	-	14,5	1	11,9	14,0	-	6	-	15,1
2	134	148	8,6	9	1	13,8	2	21,7	26,3	-	8	-	14,5
3	430	451	440	33	3	14,4	3	25,1	31,8	6,8	12	2	14
4	839	937	1142	57	5	13,1	4	37,6	48,3	112,1	21	3	13,3
5	947	1281	1820	73	11	12,4	5	37,2	45,2	105,0	22	3	14,1
6	1251	1665	2360	76	13	12,9	6	33,8	40,3	90,0	20	4	14,2
7	1282	2062	2422	69	14	12,8	7	28,1	34,2	80,0	20	3	14,2
8	885	1880	2268	66	17	13,6	8	28,0	35,1	80,0	21	3	14,2
9	640	1635	2000	67	17	13,9	9	25,3	35,7	75,0	21	3	12,4
10	507	1587	1900	70	17	14	10	22,2	32,6	70,0	24	3	12,6
41 вариант							42 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{пол}$	N_{max}	P_{max}	Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{пол}$	N_{max}	P_{max}
1	73,2	78,2	50,7	75	5	10,5	1	8,7	13,4	47	22	2	10,6
2	119	130	394	94	24	10,3	2	11,3	17,9	37	32	2	10
3	168	188	539	93	34	10,6	3	17,9	25,3	31,6	31	2	9
4	185	241	378	105	34	10,7	4	18,6	27,2	30,1	32	2	9,47
5	215	323	335	118	30	11,6	5	18,7	29,3	27,2	31	2	9,5
6	262	401	494	129	34	11,1	6	19,9	33	30	33	2	9,8
7	274	455	629	135	40	11	7	19,9	29,8	26,0	36	3	9,85
8	265	481	510	131	42	10,8	8	26,0	41,1	26,0	34	3	9,96
9	240	433	505	141	42	10,8	9	24,7	42,6	43,0	32	4	10,3
10	229,8	443,3	500	137	42	10,8	10	24,2	36,6	45,0	32	4	10,3
45 вариант							46 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{пол}$	N_{max}	P_{max}	Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{пол}$	N_{max}	P_{max}
1	19,6	26,3	-	10	-	20,7	1	39,4	50,4	-	28	-	10,5
2	82,2	89,0	17,0	23	1	20,2	2	62,9	76,6	-	39	-	10,3
3	81,1	89,4	91,7	24	1	19,9	3	80,1	108	-	40	-	10,1
4	55,1	68,2	98,5	22	3	20,1	4	113	154	133	39	7	10,1
5	52,7	67,0	101,6	22	3	20,1	5	143	195	223	44	10	9,97
6	38,4	48,9	94,7	26	3	19,9	6	121	171	198	40	10	9,97
7	29,4	36,6	51,2	32	2	19,8	7	114	187	222	40	10	9,92
8	25,4	30,3	56,1	37	2	19,9	8	102	196	213	28	10	9,28
9	21,7	24,9	45,2	33	2	19,9	9	87,5	164	200	23	10	9,8
10	15,2	23,0	45,0	31	2	20,2	10	78	125	150	23	10	10,2

39 вариант							40 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{силь}}$	$P_{\text{пл}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{силь}}$	$P_{\text{пл}}$
1	11,7	14	-	5	-	15,5	1	11,3	18,6	-	8	-	14,3
2	28,2	35,7	-	9	-	15	2	21,1	33,6	5,5	23	1	14
3	34,1	44,9	10,3	10	1	14,8	3	37	57,6	36,7	27	1	13,3
4	40	57,6	110	13	2	14,6	4	43,2	71,1	42,1	27	2	14,1
5	42,3	81,9	56,6	14	3	14,2	5	41,2	68,4	50,0	27	3	14,2
6	42,4	112	82,3	14	3	14,9	6	40,9	69,8	75,0	27	5	14,2
7	38,2	98,2	114	14	4	14,8	7	38,8	72,2	80,0	27	5	14,2
8	33	102	167	14	4	14,9	8	37,9	73,3	82,0	27	5	12,4
9	27,1	113	129	14	4	14,3	9	35,9	73,9	85,0	27	5	12,6
10	27,4	119	130	17	5	13,7	10	37,3	82,9	85,0	27	5	12,6
43 вариант							44 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{силь}}$	$P_{\text{пл}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{силь}}$	$P_{\text{пл}}$
1	540	886	1187	50	6	14,5	1	5,9	14,8	-	3	-	14,5
2	499	1081	1013	68	7	14,2	2	11,5	15,1	5	2	1	14,2
3	495	1089	1256	132	11	14,3	3	11,9	17,1	25	22	5	14
4	591	1345	2199	184	15	14,1	4	10,8	23,1	30	24	6	14
5	702	2021	2494	220	25	13,2	5	8,8	20,7	25	19	5	14,1
6	666	2158	2526	229	32	13,5	6	8,4	20,6	25	16	5	14,2
7	740	2816	3409	246	41	13,3	7	6,2	10,7	25	16	5	14,2
8	736	3316	3823	258	42	13,1	8	6,0	11	24	16	5	14,2
9	682	3705	3983	266	43	13	9	6,2	15,6	21	16	4	14,1
10	594	3492	3668	252	45	13,2	10	4,4	13,5	20	15	4	14,2
47 вариант							48 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{силь}}$	$P_{\text{пл}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{силь}}$	$P_{\text{пл}}$
1	21,5	22,9	9,5	6	1	10,6	1	564	796	825	44	7	14,6
2	26,7	28	19,7	6	2	10,3	2	895	1315	1729	71	18	13,9
3	31,8	35,4	38,3	6	2	10,2	3	1008	1787	1888	78	24	14
4	39	45,5	42,8	6	2	10,3	4	918	1978	2696	91	25	14,1
5	40,3	53	42,6	6	2	10,3	5	810	2348	3319	108	25	14,2
6	33,5	47,2	49,1	5	2	10,3	6	874	3128	3851	120	26	13,4
7	37	46	32,1	7	2	10,3	7	784	3595	4012	124	29	14
8	30,9	37,8	55,8	8	2	10,3	8	704	3783	4062	123	35	14,2
9	33,9	44,8	60,9	8	2	10,4	9	608	3588	3530	118	39	14
10	24,7	41,1	55,8	9	2	10,4	10	533	3605	3850	115	36	13,6

49 вариант							50 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{доб.}$	$N_{изм.}$	$P_{пл}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{доб.}$	$N_{изм.}$	$P_{пл}$
1	18,4	35,6	-	8	-	14,5	1	113	260	286	14,5	7	16,2
2	25,6	40,2	-	8	-	13,8	2	93,9	297	300	17,6	7	14,5
3	24,3	43,8	30	8	1	13,6	3	111	410	410	19,7	7	14,7
4	30,6	55,3	45	8	1	13,5	4	86,4	361	400	18	7	15,1
5	30	56,7	60	8	2	13,4	5	75,6	326	350	18	7	15,2
6	28,7	56,6	90	6	2	13,3	6	72,4	294	310	18	7	15,1
7	28,1	67,8	90	6	2	13,3	7	63,8	287	310	17,8	7	15,3
8	37,2	70,6	100	6	3	13,4	8	55,1	340	350	15,5	7	15,5
9	30,9	57,4	120	6	2	13,5	9	46,4	384	400	15	7	15,5
10	26,1	48,6	120	6	2	13,6	10	39,5	383	400	14	7	15,5
53 вариант							54 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{доб.}$	$N_{изм.}$	$P_{пл}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{доб.}$	$N_{изм.}$	$P_{пл}$
1	143	503	620	97	20	10,6	1	90,4	92,4	72,6	14	1	14,5
2	156	484	570	96	14	10,4	2	142	145	216	23	2	11,1
3	124	349	410	96	14	10,2	3	210	215	285	26	7	12,6
4	144	407	492	95	15	10,3	4	318	331	350	30	8	14,5
5	123	335	476	95	15	10,2	5	348	370	360	37	10	14,9
6	91,4	247	332	85	14	10,1	6	355	402	410	36	13	14
7	94,5	236	380	72	11	10,1	7	358	436	450	42	13	13,7
8	87,3	185	230	66	10	10,3	8	369	482	450	42	12	14,6
9	72,8	193	280	67	10	10,2	9	361	514	500	47	13	14,6
10	70,4	229	250	53	10	9,82	10	341	497	500	42	13	14,4
57 вариант							58 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{доб.}$	$N_{изм.}$	$P_{пл}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{доб.}$	$N_{изм.}$	$P_{пл}$
1	73,9	241	483	73	17	10,6	1	39	731	811	29	3	14,5
2	161	433	500	92	40	10,5	2	56,1	810	1072	66	14	14,3
3	170	464	500	97	38	10,4	3	48,5	767	1203	31	6	14,3
4	136	380	400	92	32	10,2	4	43,3	771	1090	31	5	13,7
5	126	316	350	90	29	10,2	5	51,7	782	864	32	3	13,3
6	107	298	310	88	32	10,3	6	42,7	704	491	28	2	12,9
7	71,8	251	310	83	15	10	7	48,8	444	450	18	2	13,2
8	73,9	228	280	79	14	9,87	8	38,9	381	481	19	5	13,4
9	69,9	190	260	76	14	10,2	9	43,3	367	442	19	6	13,4
10	68,9	205	250	77	14	9,99	10	45,3	407	442	19	6	13,4

51 вариант							52 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{доб}$	$N_{уча}$	$P_{пл}$	Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{доб}$	$N_{уча}$	$P_{пл}$
1	2,4	2,6	-	5	-	9,8	1	2,93	3,6	-	6	-	10,2
2	2	2,2	-	4	-	9,7	2	4,44	6,1	-	7	-	9,5
3	1,8	1,9	1,5	5	1	9,6	3	9,07	13,9	-	8	-	9,4
4	2,3	2,5	3,1	5	1	9,58	4	11,7	15,1	-	7	-	9,36
5	2,8	3	3,2	6	1	9,6	5	16,7	20,6	1,2	8	1	9,36
6	3,2	3,4	3,2	6	1	9,69	6	17,5	20,4	5,9	9	1	9,3
7	3,1	3,4	3,3	6	1	9,75	7	17,7	21,1	16,1	9	2	9,2
8	1,8	2,7	3,4	5	1	9,78	8	14,2	21,6	24	9	3	9
9	1,2	2,7	3,4	5	1	9,8	9	14,7	20,1	23	9	3	9,1
10	1	1,5	3,2	5	1	9,84	10	13,8	18,7	23	9	3	9,2
55 вариант							56 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{доб}$	$N_{уча}$	$P_{пл}$	Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{доб}$	$N_{уча}$	$P_{пл}$
1	7,25	8,66	-	2	-	14,8	1	3,5	6,1	-	1	-	10,2
2	18	21,7	-	5	-	14,7	2	5,25	7,5	-	2	-	10,1
3	20,3	25,9	47,7	5	2	14,6	3	7,21	10,6	5	3	1	9,8
4	22,4	28,9	50	7	3	14,5	4	7,16	10,7	12	2	1	9,6
5	43,3	58,3	70	13	3	14,5	5	6,83	11,9	12,3	2	1	9,5
6	41,4	57	65	11	3	14,4	6	7,08	15,2	22,3	3	1	9,6
7	21,1	30,5	50	10	2	14,4	7	7,2	15,1	22,1	3	1	9,8
8	17,5	25,3	40	11	2	14,5	8	7,1	15,2	20,3	4	1	10,1
9	15,2	23,1	40	11	2	14,5	9	6,17	14,6	19,5	4	1	10,1
10	13,6	23	40	12	2	14,6	10	6,09	16	18,2	5	1	10,2
59 вариант							60 вариант						
Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{доб}$	$N_{уча}$	$P_{пл}$	Годы	Q_n	Q_m	Q_{max}	$N_{доб}$	$N_{уча}$	$P_{пл}$
1	15	19	-	10	-	21,2	1	82,4	109	-	25	-	14,7
2	19,5	24	28,8	10	3	20,9	2	133	207	265	38	9	12,9
3	24	45	54	20	6	20,8	3	193	364	293	40	11	12,4
4	43	54	64,8	20	6	20	4	199	444	223	40	12	12,6
5	34	46	55,2	30	9	19,3	5	190	463	266	40	12	12
6	33	43	51,6	20	6	18,9	6	176	449	319	39	12	13
7	36	44	52,8	20	6	19	7	160	400	470	39	12	12,6
8	41	52	62,4	30	9	19,2	8	148	402	470	39	12	12,7
9	34	46	55,2	30	9	19,3	9	131	395	470	38	12	12,8
10	32	36	41,2	30	9	19,8	10	126	438	520	37	12	13,6

61 вариант							62 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{вн}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{вн}}$
1	48,6	57,6	59,5	17	2	10,0	1	69,3	75,4	82,9	20	3	9,8
2	42,2	49,0	103,4	17	2	8,9	2	78	96,6	90	22	3	9,61
3	42,3	59,9	70,0	18	2	8,9	3	78	112,8	150,8	24	3	9,02
4	47,9	73,4	86,0	30	2	9,0	4	78,9	115,9	151,4	24	3	8,84
5	61,2	90,5	100,0	42	3	8,8	5	70,9	110	141,3	31	3	8,58
6	59,7	120,2	140,0	41	9	8,6	6	73,5	108,7	134,1	32	3	8,62
7	50,3	80,7	140,0	44	10	8,8	7	67,8	101	115	31	3	8,74
8	61,0	119,9	140,0	39	12	9,1	8	59,1	101,5	119,2	30	3	8,92
9	62,0	159,9	194,8	46	12	9,0	9	61,2	101,1	128	30	4	8,96
10	56,9	142,8	170,0	46	12	9,4	10	54	95	133,7	32	4	9,19
65 вариант							66 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{вн}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{вн}}$
1	18,5	22,7	26,3	45	3	11,5	1	3,8	4,4		4		11,6
2	21,8	31,8	32,0	42	4	10,8	2	3,6	4,7		4		10,8
3	60,6	76,5	98,4	61	7	10,68	3	5,2	8,0		4		10,7
4	92,4	120,7	91,2	67	8	10,68	4	5,4	10,6	12,0	4	1	10,6
5	95,1	123,7	84,9	65	12	10,5	5	7,3	14,0	24,0	5	2	10,5
6	97,1	149,5	86,1	73	13	10,48	6	7,8	11,5	20,0	5	2	10,4
7	111,1	181,7	200,0	84	15	10,5	7	8,6	12,1	20,1	5	2	10,3
8	119,8	169,4	200,0	80	17	10,46	8	10,3	13,4	22,2	6	2	10,5
9	123,0	181,2	202,7	83	18	10,49	9	5,9	8,4	18,0	5	2	10,5
10	122,7	172,3	206,0	83	18	10,73	10	3,8	8,4	12,0	5	2	10,5
69 вариант							70 вариант						
Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{вн}}$	Годы	Q_n	Q_{n-1}	Q_{n-2}	$N_{\text{ред}}$	$N_{\text{мех}}$	$P_{\text{вн}}$
1	9,6	10,6		9		22,5	1	18,7	30,7	15,1	17	1	14,3
2	23,2	26,6		20		20,88	2	30,2	48,9	29,7	17	1	13,75
3	26,6	32,6	39,0	21	3	21,22	3	35,8	61,8	68	17	3	13,77
4	25,7	32,6	40,0	30	4	20,47	4	33,8	59,3	69	17	3	13,54
5	25,6	31,0	40,0	32	4	20,38	5	33,7	62,9	70	17	4	13,57
6	25,9	34,0	40,0	31	4	20,12	6	31,2	62,3	75	14	4	13,64
7	21,0	45,4	50,0	30	4	20,12	7	30,4	62,9	75	17	4	13,64
8	14,0	31,5	41,0	35	4	20,23	8	28,5	64,1	80	17	4	13,71
9	13,8	28,2	42,0	31	4	20,6	9	28,3	72,2	90	18	4	13,75
10	12,0	25,5	40,0	32	4	20,12	10	29,3	78,1	94	18	4	13,79

63 вариант							64 вариант						
Годе	Q_n	Q_m	$Q_{\text{вс}}$	$N_{\text{вс}}$	$N_{\text{св}}$	$P_{\text{вс}}$	Годе	Q_n	Q_m	$Q_{\text{вс}}$	$N_{\text{вс}}$	$N_{\text{св}}$	$P_{\text{вс}}$
1	73,0	78,7		5		14,8	1	75,5	112,1	135,6	39	6	15,0
2	83,0	87,4		24		14,0	2	74,7	125,1	150,0	37	5	14,3
3	113,0	123,8		40		13,7	3	93,2	171,3	205,0	39	5	14,5
4	166,5	214,5	368,6	47	5	13,4	4	105,5	223,2	270,0	41	5	14,1
5	234,4	362,5	609,3	58	5	13,5	5	90,5	200,2	240,0	43	7	13,1
6	273,6	470,3	919,6	59	7	13,5	6	82,9	181,6	220,0	45	7	13,4
7	312,2	685,7	1113,0	60	8	13,5	7	61,1	225,4	270,0	44	7	13,4
8	232,6	707,8	912,6	61	7	13,0	8	50,2	130,9	150,0	42	7	13,4
9	237,4	798,4	834,8	60	7	12,9	9	47,1	131,1	150,0	37	7	13,9
10	203,5	819,6	932,8	59	9	13,1	10	41,7	125,0	150,0	35	7	13,8
67 вариант							68 вариант						
Годе	Q_n	Q_m	$Q_{\text{вс}}$	$N_{\text{вс}}$	$N_{\text{св}}$	$P_{\text{вс}}$	Годе	Q_n	Q_m	$Q_{\text{вс}}$	$N_{\text{вс}}$	$N_{\text{св}}$	$P_{\text{вс}}$
1	139,3	202,6	240,0	86	11	14,0	1	8,7	12,6	64,5	23	1	15,3
2	206,4	353,0	420,0	126	15	13,9	2	12,5	16,8	21,9	23	1	14,0
3	261,7	526,6	650,0	143	19	14,1	3	12,1	18,8	42,9	24	4	14,2
4	299,0	714,3	860,0	155	20	14,2	4	14,2	26,8	110,8	24	5	14,4
5	366,5	919,1	1157,1	147	22	14,2	5	15,6	26,1	87,2	20	5	14,4
6	364,4	769,0	880,0	159	22	14,2	6	19,7	31,6	20,9	19	4	14,9
7	338,0	735,4	882,0	169	22	14,0	7	17,7	52,3	12,1	20	4	14,9
8	280,3	560,1	690,0	171	22	14,0	8	15,9	52,5	28,2	19	4	14,8
9	298,0	620,0	700,0	160	23	13,7	9	15,4	38,6	32,5	17	5	14,9
10	244,4	577,1	700,0	163	23	13,5	10	14,0	34,6	33,2	17	5	15,0
71 вариант							72 вариант						
Годе	Q_n	Q_m	$Q_{\text{вс}}$	$N_{\text{вс}}$	$N_{\text{св}}$	$P_{\text{вс}}$	Годе	Q_n	Q_m	$Q_{\text{вс}}$	$N_{\text{вс}}$	$N_{\text{св}}$	$P_{\text{вс}}$
1	7,73	8,882		1		16,2	1	46,47	56,0	120,0	8	2	19,2
2	20,47	23,63	16,3	2	1	15,9	2	274,1	342,2	328,4	15	7	18,11
3	45,35	59,85	74,1	7	1	15,42	3	419,2	571,4	570,0	22	8	18,06
4	40,1	59,28	53,4	7	1	15,34	4	302,1	561,9	570,0	22	8	17,77
5	32,01	48,53	40,2	5	1	15,3	5	225,3	463,3	480,0	19	9	17,43
6	17,64	28,39	35,6	6	1	15,13	6	196,5	466,3	490,0	21	9	17,35
7	22,64	37,77	27,3	5	1	15,08	7	161,3	406,7	480,0	23	10	17,26
8	19,26	40,1	30,5	5	1	14,3	8	153,5	404,5	480,0	26	10	16,96
9	19,78	37,9	33,8	6	1	14,27	9	142,4	451,2	540,0	34	10	16,94
10	16,47	31,58	34,9	6	1	14,2	10	116,2	447,5	540,0	36	10	16,92

приложение 7

Основные показатели варианта разработки

Годы	Годовая добыча нефти, тыс. т	Годовые темпы отбора нефти от утвержденных и подлежащих запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	Отбор нефти от утвержденных подлежащих запасов, %	Кэф. нефтеотдачи, дол. йон	Добыча живичности, тыс. т		Среднегодовая обводненность продукции, %	Закачка воды, тыс. м ³	
		от начальных	от текущих (остаточных)				за год	с начала разработки		за год	с начала разработки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	46.5	1.53	1.53	46.5	1.532	0.0046	56	56	17.0	120	120
2	274.1	9.03	9.17/18	320.6	10.563	0.032	342.2	398.2	19.9	320	440
3	419.2	13.81	15.444	739.8	24.376	0.073	571.4	969.6	26.6	570	1010
4	302.1	9.95	13.162	1041.9	34.329	0.103	561.9	1531.5	46.2	570	1580
5	225.3	7.42	11.304	1267.2	41.753	0.125	463.3	1994.8	51.4	480	2060
6	196.5	6.47	11.118	1463.7	48.227	0.145	466.3	2461.1	57.9	490	2550
7	161.3	5.31	10.265	1625.0	53.542	0.161	406.7	2867.8	60.3	480	3030
8	153.5	5.06	10.887	1778.5	58.600	0.176	404.5	3272.3	62.1	480	3510
9	142.4	4.69	11.333	1920.9	63.292	0.190	451.2	3723.5	68.4	540	4050
10	116.2	3.83	10.43	2037.1	67.120	0.201	447.5	4171.0	74.0	540	4590
11	103.4	3.41	10.362	2140.5	70.527	0.212	445	4616.0	76.8	540	5130
12	92.1	3.03	10.296	2232.6	73.562	0.221	440	5056.0	79.1	550	5680
13	82.1	2.71	10.232	2314.7	76.267	0.229	440	5496.0	81.3	550	6230
14	73.1	2.41	10.149	2387.8	78.675	0.236	440	5936.0	83.4	550	6780
15	65.1	2.14	10.059	2452.9	80.820	0.242	440	6376.0	85.2	550	7330
16	57.9	1.91	9.9467	2510.8	82.728	0.248	440	6816.0	86.8	570	7900
17	51.6	1.70	9.8436	2562.4	84.428	0.253	440	7256.0	88.3	570	8470
18	45.9	1.51	9.7122	2608.3	85.941	0.258	440	7696.0	89.6	570	9040
19	40.9	1.35	9.5852	2649.2	87.288	0.262	440	8136.0	90.7	570	9610
20	36.4	1.20	9.4349	2685.6	88.488	0.265	440	8576.0	91.7	570	10180

Годы	Компенсация отбора жидкости закачной воды, %		Добыча нефтяного попутного газа, млн м ³		Фонд добывающих скважин среднегодовой, шт.	Фонд нагнетательных скважин среднегодовой, шт.	Среднегодовой дебит одной скважины, т/сут		Среднегодовая приемистость одной нагнет. скв., м ³ /сут	Пластовое давление, МПа
	за год (текущая)	с начала разработки	за год	с начала разработки			нефти	жидкости		
1	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	214	214	1.721	1.721	8	2	16.2	19.55	167.6	18.4
2	94	110	10.142	11.863	15	7	51.0	63.72	127.69	18.1
3	100	104	15.510	27.373	22	8	53.2	72.55	199.02	18.1
4	101	103	11.178	38.551	22	8	38.4	71.34	199.02	17.8
5	104	103	8.336	46.887	19	9	33.1	68.11	148.98	17.4
6	105	104	7.271	54.157	21	9	25.1	62.02	152.08	17.4
7	118	106	5.968	60.126	23	10	19.6	49.39	134.08	17.3
8	119	107	5.680	65.805	26	10	16.5	43.46	134.08	17
9	120	109	5.269	71.074	34	10	11.7	37.07	150.84	16.9
10	121	110	4.299	75.373	36	10	9.0	34.72	150.84	16.9
11	121	111	3.826	79.199	36	10	8.0	34.53	150.84	17
12	125	112	3.408	82.607	36	10	7.1	34.14	153.63	17.1
13	125	113	3.038	85.644	36	10	6.4	34.14	153.63	17.2
14	125	114	2.705	88.349	36	10	5.7	34.14	153.63	17.4
15	125	115	2.409	90.758	36	10	5.1	34.14	153.63	17.6
16	130	116	2.142	92.900	36	10	4.5	34.14	159.22	17.8
17	130	117	1.909	94.809	36	10	4.0	34.14	159.22	18
18	130	117	1.698	96.505	36	10	3.6	34.14	159.22	18.1
19	130	118	1.513	98.021	36	10	3.2	34.14	159.22	18.2
20	130	119	1.347	99.368	36	10	2.8	34.14	159.22	18.3

Учебное издание

Юшков Иван Романович

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебно-методическое пособие

Редактор и корректор *И.А. Мангасарова*

Подписано в печать 16.01.2013. Формат 60×90/16.

Усл. печ. л. 11,5. Тираж 100 экз. Заказ № 5/2013

Издательство

Пермского национального исследовательского
политехнического университета.

Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.

Тел. (342) 219-80-33.

