

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации
и переподготовки

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПОСОБИЕ

**для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2021

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73
Р17

*Рекомендовано к изданию Советом института повышения
квалификации и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 2 от 25.06.2021 г.)*

Составители: *П. П. Повжик, Н. А. Демяненко*

Рецензент: начальник управления геологии и разработки месторождений
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» *В. В. Привалов*

Разработка нефтяных и газовых месторождений : пособие для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост.: П. П. Повжик, Н. А. Демяненко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 259 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Освещены режимы, стадии, системы и технологии разработки нефтегазовых месторождений, основные проектно-технологические документы, последовательность проектирования, технологии разработки залежей с поддержанием пластового давления, подходы к разработке газоконденсатных и газоконденсатонефтяных месторождений, требования нормативных правовых актов, регулирующих вопросы проектирования разработки месторождений, вопросы охраны недр и окружающей среды.

Для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Глава 1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	12
1.1. Понятие о нефтяной залежи, нефтяном месторождении.....	12
1.2. Режимы разработки залежей нефти.....	17
1.3. Режимы разработки газовых залежей.....	32
1.4. Источники пластовой энергии	35
1.5. Системы разработки залежей нефти.....	39
1.6. Схематизация форм залежи при гидродинамических расчетах показателей разработки	46
1.7. Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи) при разработке с воздействием на пласты.....	48
1.8. Размещение скважин по площади газоносности месторождения (залежи) природных газов	60
1.9. Приток жидкости и газа к скважинам	64
Глава 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА	69
2.1. Понятие объекта разработки	69
2.2. Влияние сетки скважин на показатели разработки залежей	74
2.3. Технологические показатели разработки залежей нефти	79
2.4. Стадии разработки залежей нефти.....	82
2.5. Рациональная система разработки залежей нефти	87
2.6. Характеристики вытеснения нефти, их сущность и практическое значение.....	90
2.7. Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений....	92
2.8. Регулирование разработки залежей нефти.....	96
2.9. Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях.....	97
Глава 3. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	99
3.1. Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения.....	99
3.2. Общая характеристика проектных документов.....	100
3.3. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений	101
3.4. Проект пробной эксплуатации	101
3.5. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения	102

3.6. Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения	104
3.7. Уточненные проекты разработки нефтяного месторождения	105
3.8. Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений	106
3.9. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений.....	108
3.10. Структура (содержание) проектного документа	110
Глава 4. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	115
Глава 5. ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ	117
5.1. Виды заводнения пластов	117
5.2. Классификация жидкостей систем заводнения	133
5.3. Свойства и качество нагнетаемой в пласт воды	136
5.4. Очистка и подготовка воды к закачке в нагнетательные скважины.....	142
5.5. Оборудование для закачки воды в пласт.....	144
5.6. Методы контроля функционирования системы ППД.....	146
5.7. Требования к системе ППД и закачиваемой воде	150
5.8. Основные характеристики процесса поддержания пластового давления закачкой воды.....	153
5.9. Поддержание пластового давления закачкой газа.....	158
Глава 6. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	161
6.1. Классификация природных газов.....	161
6.2. Классификация газовых и газоконденсатных залежей и месторождений	163
6.3. Физические и тепловые свойства природных газов.....	168
6.4. Особенности притока газа к стволу скважин и газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов.....	176
6.5. Режимы работы газовых пластов	194
6.6. Технологический режим эксплуатации газовых скважин	199
6.7. Газоотдача газовых пластов	206
6.8. Стадии (периоды) разработки газовых и газоконденсатных месторождений	210

6.9. Показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений	213
Глава 7. РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	216
7.1. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления	216
7.2. Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания пластового давления.....	218
7.3. Разработка газоконденсатонефтяных месторождений.....	224
7.4. Увеличение компонентоотдачи газоконденсатных месторождений	229
7.5. Размещение скважин при разработке газоконденсатных месторождений	230
Глава 8. ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	238
8.1. Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений	238
8.2. Общие требования к составлению проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений	242
8.3. Постоянно действующие геолого-технологические модели нефтяных и газонефтяных месторождений	245
8.4. Измерение, регистрация и анализ показателей разработки месторождений углеводородов	250
8.5. Регулирование разработки месторождений углеводородов.....	252
Литература.....	256

Введение

Наиболее актуальной задачей при разработке нефтегазовых месторождений является обоснование и применение технологий, соответствующих геолого-физическим свойствам объектов разработки, которые позволят получить максимальные объемы добычи нефти при минимальных финансовых затратах. Выбор системы и технологии разработки должен определяться отдельно для каждой залежи на основе всего спектра информации, полученного при ее разбуривании и исследовании.

Задачей данного курса лекций является научить слушателей определенным знаниям, навыкам и компетенциям, которые позволят им на основании учета всей имеющейся геолого-промысловой информации на нефтегазодобывающих предприятиях, прикладных исследовательских организациях выполнять такие виды деятельности, как:

- проектно-конструкторская деятельность;
- геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проектирование разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений на различных стадиях разработки;
- научно-исследовательская и инновационная деятельность в сфере разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;
- разрабатывать программы геолого-технических мероприятий для совершенствования систем разработки нефтегазовых месторождений;
- выполнять авторский надзор за разработкой нефтегазовых месторождений и мониторинг разработки;
- осуществлять управление процессом разработки нефтегазовых месторождений.

Пособие подготовлено в соответствии с требованиями к содержанию дисциплины «Разработка нефтяных и газовых месторождений» «Образовательного стандарта переподготовки руководящих работников и специалистов, имеющих высшее образование (ОСРБ 1-51 02 71).

Специальность: 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Квалификация: Горный инженер.

Разработкой нефтяной (газовой) залежи или эксплуатационного объекта называют совокупность технологических мероприятий, обеспечивающих извлечение из продуктивных пластов нефти и газа путем

управления процессом движения флюидов по пласту-коллектору к забоям добывающих скважин при использовании естественной энергии залежи или искусственном воздействии на нее.

Курс «Разработка нефтяных и газовых месторождений» – область прикладной науки, как учебная дисциплина относится к инженерным. В ней дается не только качественное описание месторождения, но и количественные характеристики процесса извлечения нефти и газа из пласта. Она состоит из разделов о системах и технологиях, применяемых при размещении и эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, планировании и проектировании разработки залежей УВ, реализации проектных решений, контроле, моделировании, анализе и регулировании разработки нефтяных и газовых месторождений.

Целью курса является усвоение принципов и методических основ проектирования разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений и последующих анализа, контроля, моделирования и регулирования процессов их разработки.

Теоретической основой разработки нефтяных и газовых месторождений являются фундаментальные положения геологии нефти и газа, физики нефтяного пласта и подземной гидромеханики.

Разработку нефтяных и газовых месторождений трудно себе представить без геологии и геофизики, без детального изучения геологического строения месторождения. Она опирается также на важнейшие положения физики и химии, математической физики и технологии эксплуатации скважин.

Проектирование и осуществление разработки нефтяных месторождений подчинены единой цели и требуют единой методики, которая позволяет связать все знания о нефтяной залежи и о процессах, происходящих внутри нее при извлечении жидкости и газа.

Одним из главных достижений в теории разработки нефтяных и газовых месторождений было установление основных сил, движущих нефть и газ к забоям скважин, т. е. обоснование учения о режимах нефтяных и газовых месторождений. В создание этого учения большой вклад внесен И. М. Губкиным, Л. С. Лейбензоном, И. Н. Стрижовым, А. П. Крыловым, С. А. Христиановичем, Ф. А. Требиным, Г. И. Баренблаттом, Э. С. Закировым, К. С. Басниевым, Б. Б. Лапуком, И. А. Чарным, В. Н. Щелкачевым, Маскетом, Виковым, Ботсетом, Лавреттом, Колинзом, Азизом, Сеттари и др. учеными.

В середине 30-х гг. теория режимов разработки нефтяных месторождений получила существенное развитие. Были заложены осно-

вы современной теории упругого режима нефтяных пластов и режима растворенного газа. Следует отметить, что еще в начале 20-х гг. этого века Л. С. Лейбензоном получено дифференциальное уравнение фильтрации газа и положено начало теории разработки газовых месторождений.

В 20-х и в начале 30-х гг. этого века прогнозирование разработки нефтяных месторождений производилось в основном путем построения фактических зависимостей показателей разработки от времени, полученных в начальный период разработки, статистической обработки этих показателей и их экстраполяции на будущее.

Математические методы теории фильтрации, уже значительно развитые к этому времени Карлом Терцаги, Н. Е. Жуковским, Н. Н. Павловским, еще не нашли применения в нефтяном деле. Развитию и использованию в разработке нефтяных месторождений методов этой теории существенным образом способствовали известные работы американского ученого Маскета.

Несмотря на значительный прогресс в области теории фильтрации нефти и газа и в ее применении для расчетов добычи нефти, достигнутый в конце 30-х и в начале 40-х гг., разработка нефтяных месторождений как самостоятельная инженерная дисциплина еще не оформилась.

Основные положения теории разработки нефтяных месторождений, касающиеся научно обоснованного выбора систем и технологии разработки, еще не были созданы в начале 40-х гг. В США, например, долгое время такой важнейший параметр, как расстояния между скважинами (плотность сетки скважин), устанавливали не на основе данных исследований, анализа и общего принципа разработки месторождений, а административным путем по нормам дебитов скважин, право определять которые было дано Техасской железнодорожной комиссии.

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений как самостоятельной области науки и учебной дисциплины сыграла основополагающая работа А. П. Крылова, М. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и И. А. Чарного «Научные основы разработки нефтяных месторождений», вышедшая в свет в 1948 г. в Гостоптехиздате. В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных месторожде-

ний представлена как комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.

Выход в свет указанной работы существенным образом способствовал развитию методов разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласты путем заводнения. Конец 40-х и 50-е гг. ознаменовались резким ростом числа исследований в области разработки нефтяных месторождений, развитием новых направлений в этой области. Было значительно продвинуто вперед решение проблемы разработки нефтяных месторождений при смешанных режимах – водонапорном и растворенного газа. Начали интенсивно развиваться методы определения параметров пластов с использованием гидродинамических исследований скважин. Были созданы методические основы расчета разработки нефтяных месторождений с применением вероятностно-статистических моделей. Развивались также методы непосредственного учета неоднородности при фильтрации в нефтяных пластах.

В 50-е гг. возникли и стали развиваться новые модели нефтяных пластов (трещиноватых и трещиновато-пористых), а также методы анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Существенное развитие получили и сами системы их разработки. Наряду с известными из американской практики площадными системами появились сначала системы с внутриконтурным разрезанием месторождений рядами нагнетательных скважин и расположением добывающих скважин вдоль линий разрезания, а затем современные блоково-рядные системы.

В конце 50-х и в начале 60-х гг. начали исследовать глубокозалегающие нефтяные месторождения, разрабатываемые в условиях сильной, в ряде случаев неупругой деформации горных пород. Развитие проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений требовало использования сложных математических методов и вычислительных средств. В этот период стали применять численные методы решения задач фильтрации.

В конце 50-х и начале 60-х гг. заводнение стало в СССР основным методом воздействия на нефтяные пласты. Однако в эти же годы стало ясно, что таким способом нельзя полностью решить проблему максимального извлечения нефти из недр, особенно при разработке высоковязких и высокопарафинистых нефтей. Были проведены фундаментальные исследования и даны инженерные решения, послу-

жившие основой развития тепловых методов разработки нефтяных месторождений, связанных с закачкой в пласт теплоносителей и внутрипластовым горением. В эти же годы во всем мире огромное внимание было уделено развитию физико-химических методов извлечения нефти из недр, таких, как вытеснение нефти углеводородными растворителями, двуокисью углерода, полимерными и мицеллярно-полимерными растворами.

Расчет сложных процессов разработки нефтяных месторождений потребовал учета не только многофазности потоков в пластах, но и их многокомпонентности, фазовых переходов, изменчивости свойств фильтрующихся в пластах веществ, т. е. использования теории многофазной многокомпонентной фильтрации.

В 60-х–70-х годах 20-го века последовал резкий скачек в уровнях добычи нефти. Он связан с приоритетным развитием отрасли и открытием крупнейших нефтегазоносных районов в Башкирии, Татарии, Куйбышевской области, Западной Сибири в СССР, Ираке, Иране, Венесуэле и др. регионах мира. Добыча нефти осуществлялась, в основном, фонтанным способом.

В 80-е годы возможности громадных объемов добычи нефти низкой по себестоимости (за счет фонтанного способа отбора), уменьшаются, поскольку пластовая энергия основных месторождений исчерпывается. Начинается разработка с организацией систем ППД и интенсивным нарастанием обводненности добываемой продукции. Новых, столь же богатых запасами углеводородов, как Ромашкинское и Самотлорское и др. уникальные месторождения открыто не было.

С начала 90-х годов начался следующий этап развития отрасли. За последние 25 лет запасы со степенью выработанности более 50 % возросли в 1,9 раз, а более 80 % – в 4 раза. Доля добычи с объектов, выработанных более 80 %, возросла с 4,6 до 17 %. В связи с тем, что преимущества, имеющиеся ранее, благодаря открытию крупнейших месторождений нефти и добычи ее без поддержания пластового давления (при редкой сетке скважин), были исчерпаны, произошло изменение структуры извлекаемых запасов и технологий их извлечения. Нефтяники теперь вынуждены добывать нефть из пластов высокой водонасыщенности – с самого начала разработки или в силу обводнения после организации системы ППД. Началась разработка месторождений с низкопроницаемыми коллекторами (проницаемость ниже 10–40 мД), которые ранее считались не кондиционными. Эксплуатируются обширные подгазовые участки, водоплавающие залежи неф-

ти, месторождения с летучими нефтями, ведется добыча конденсата из газовых пластов.

Таким образом, современное состояние нефтяной промышленности предопределило наступление нового этапа в развитии фундаментальных научных знаний о нефти и газе на основе прогрессивных достижений последнего времени в области науки, техники и технологий. На основе результатов фундаментальных исследований должно происходить обеспечение нефтегазового комплекса новыми технологиями.

Разработка нефтяных и газовых месторождений – интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, управлением разработкой месторождений, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства.

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение их запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений здесь по праву является компьютерное моделирование. Адаптация истории разработки и ее прогноз с помощью современных методов компьютерного моделирования, позволяют оптимально и с наименьшими затратами, разрабатывать месторождения углеводородов.

При разработке нефтяных месторождений комплексно используют многие важные положения геологии, геофизики, физики пласта, подземной гидрогазомеханики, механики горных пород, технологии эксплуатации скважин и систем добычи нефти, экономики и планирования.

Вместе с тем разработка нефтяных месторождений – это не конгломерат геологии, подземной гидромеханики, технологии добычи нефти и экономики, а самостоятельная комплексная область науки и инженерная дисциплина, имеющая свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и реализацией основного принципа разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Разработка месторождений углеводородов связана с существенным вмешательством человека в природу и поэтому требует безусловно соблюдения установленных норм по охране недр и окружающей среды. Наиболее полное извлечение нефти, газа и конденсата из месторождений – главное направление рационального использования недр.

Глава 1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

1.1. Понятие о нефтяной залежи, нефтяном месторождении

Под залежью нефти и горючих газов понимается естественное скопление жидких и газообразных углеводородов, приуроченное к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой. Залежь – это скопление углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера. Часто нефтяная залежь имеет контакт с водяным пластом. При этом возможны два основных типа взаимного расположения. Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, такую воду называют подошвенной (рис. 1.1.1). Если контакт с водой происходит в пониженных частях залежи, на ее крыльях в этом случае используется термин – контурная вода (рис. 1.1.2). Уровень, на котором расположена граница между нефтью и водой, определяет положение водонефтяного контакта.

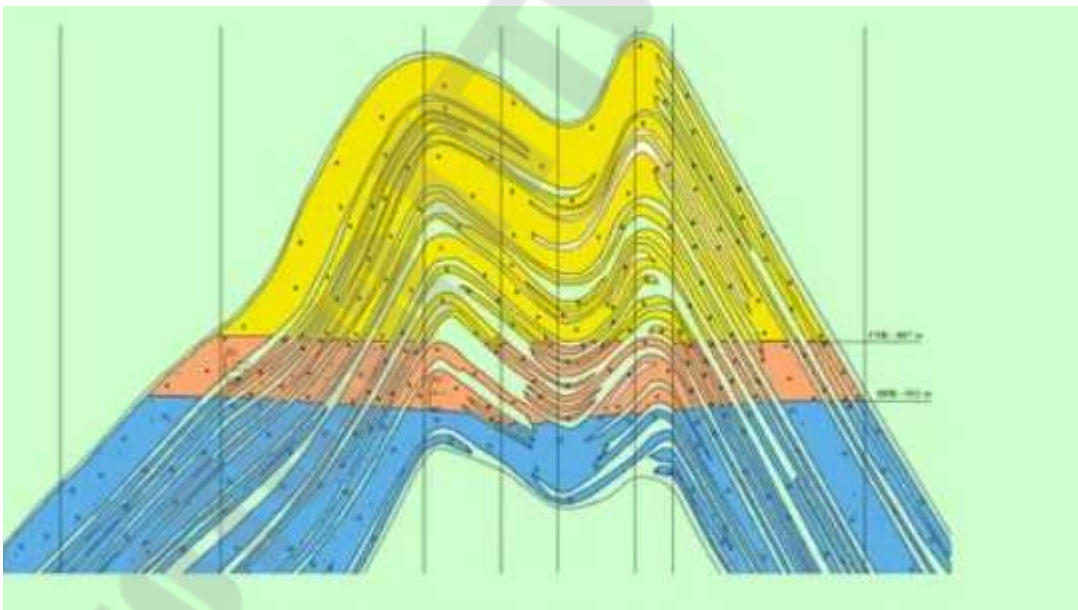


Рис. 1.1.1. Схема расположения подошвенной воды и газовой шапки

В ряде случаев на эксплуатацию залежи влияние может оказывать и вода, находящаяся выше или ниже нефтяной залежи, а также вода, находящаяся в пропластах самого нефтяного пласта (промежуточная вода) (рис. 1.1.3).

При формировании нефтяной залежи может образоваться область, занятая свободным газом, так называемая газовая шапка (рис. 1.1.1). Размеры этой области могут быть незначительными, а могут иметь промышленное значение. В этом случае залежь называется нефтегазовой.

В процессе эксплуатации залежи на показатели разработки оказывает существенное влияние наличие контакта с водяной и газовой областями. Поэтому уже на стадии разведки месторождения важно правильно определить тип залежи и оценить соотношение размеров областей, занятых нефтью и газом.

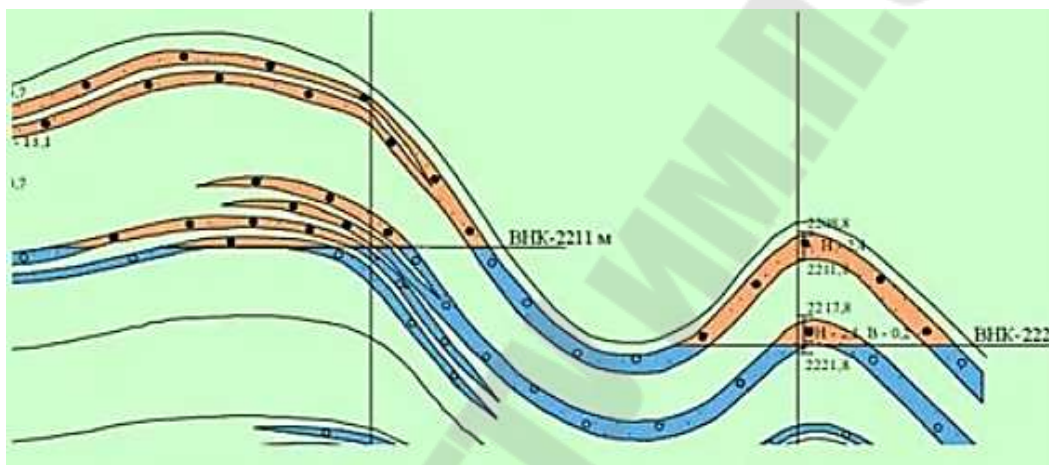


Рис. 1.1.2. Схема расположения контурных (краевых) вод

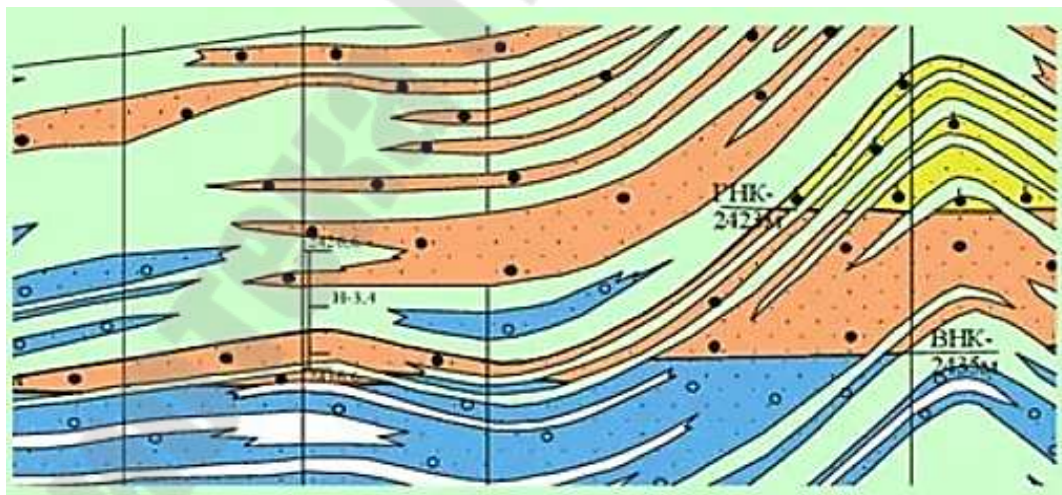


Рис. 1.1.3. Схема расположения промежуточной воды

Статистические исследования данных о составах пластовых нефтей и газов большого числа месторождений показали, что состав и другие термодинамические и физико-химические характеристики до-

бываемой продукции являются информативными в отношении оценки типа залежи, соотношения нефти и газа в пласте, наличия аномально высоких пластовых давлений и других важных для разработки факторов. Использование этих данных позволяет на ранней стадии разведки и разработки получить дополнительную важную информацию о состоянии объекта к информации, обычно используемой при геологических и промысловых исследованиях.

Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины. Поэтому пластовое давление – основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи. Точнее, следует говорить не об абсолютной величине этого параметра, а об его соотношении с нормальным пластовым давлением на глубине залегания данной залежи, которое равно давлению столба пресной воды равной высоты. Различают залежи, у которых начальное пластовое давление превышает эту величину (аномально-высокое пластовое давление – АВПД) и залежи с более низким начальным давлением (аномально низкое пластовое давление – АНПД).

Аномалии начального пластового давления определяются различными причинами, в основном геологического характера. Анализ данных по большому числу нефтяных месторождений тяжелых нефтей показал, что существует корреляционная зависимость между удельным весом (содержанием тяжелых компонентов в нефти) и коэффициентом аномально высокого пластового давления, который равен отношению АВПД в залежи к нормальному пластовому давлению на соответствующей глубине. Именно, с ростом удельного веса нефти наблюдается тенденция к увеличению коэффициента аномальности. Таким образом, по составу нефти, определяемому по устьевым замерам, можно оценивать АВПД в залежи.

Различают два типа источников пластовой энергии – естественные и искусственные. К естественным источникам относятся упругость пластовой системы, напор пластовых вод, наличие свободного газа (в виде газовой шапки), энергия растворенного газа, напор обусловленный силой тяжести выше залегающих пород. Пластовую энергию можно поддерживать искусственным способом – закачкой в пласт воды, пара или газа. В зависимости от того, какой источник пластовой энергии преобладает, формируется определенный режим разработки залежи.

По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

К однофазным залежам относятся:

а) нефтяные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом при давлении насыщения ниже пластового давления;

б) газовые или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ или газ с углеводородным конденсатом.

К двухфазным залежам относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи $V'_H = V_H / (V_H - V_G)$ двухфазные залежи подразделяются на:

а) нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой ($V'_H \gg 0,75$);

б) газо- или газоконденсатнонефтяные ($0,5 < V'_H < 0,75$);

в) нефтегазовые или нефтегазоконденсатные ($0,25 < V'_H < 0,5$);

г) газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой ($V'_H < 0,25$).

На рис. 1.1.4 приведен разрез многопластового нефтегазового месторождения. В зависимости от того, какие запасы преобладают, основным эксплуатационным объектом в двухфазных залежах считается газонасыщенная или нефтенасыщенная часть.

Нефтяным (нефтяным с газовой или газоконденсатной шапкой, газонефтяным, газоконденсатнонефтяным, нефтегазовым, нефтегазоконденсатным) месторождением называется совокупность приуроченных к единому структурному элементу залежей, связанных общим участком земной поверхности.

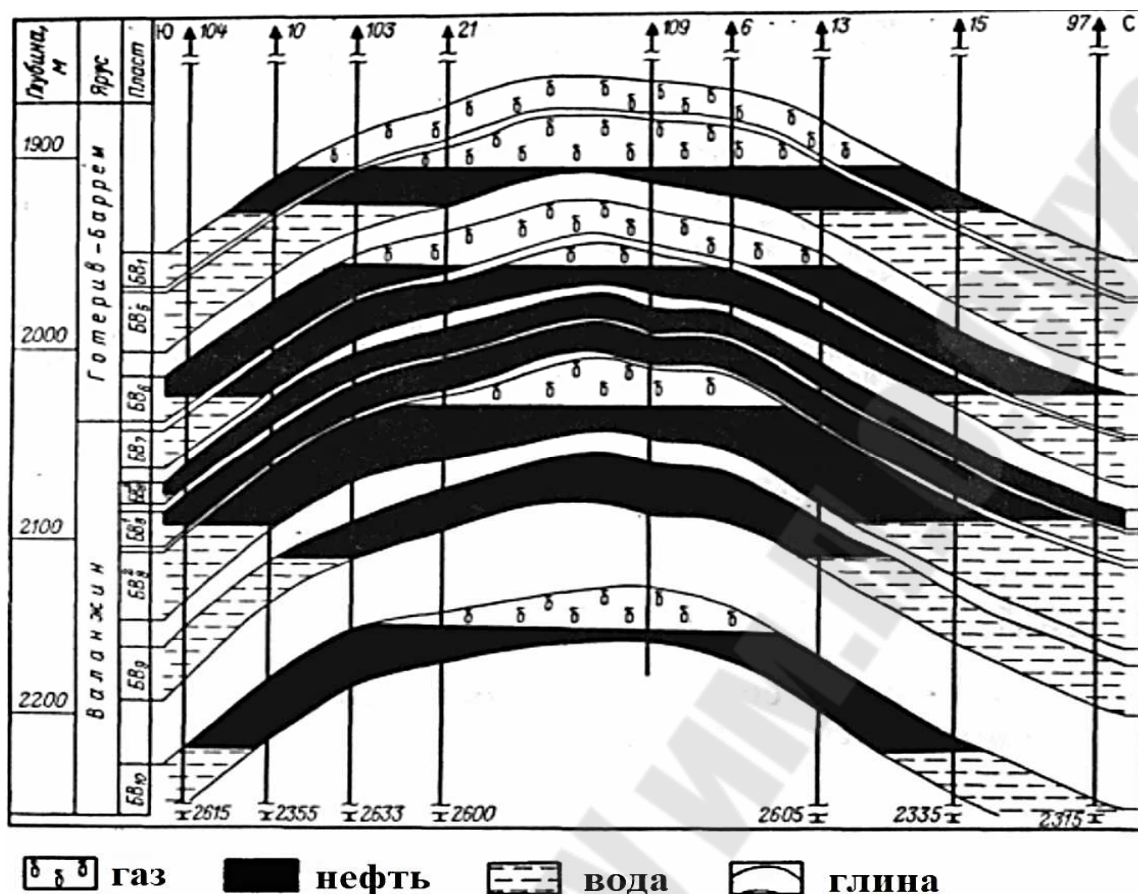


Рис. 1.1.4. Геологический разрез многопластового нефтегазового месторождения

По сложности строения месторождения (залежи) подразделяются на:

- простого строения, приуроченные к тектонически ненарушенным или слабонарушенным структурам, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

- сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих единые залежи на отдельные блоки;

- очень сложного строения, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежь на отдельные блоки, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов в пределах этих блоков. К категориям сложного и очень сложного строения следует также относить газонефтяные и нефтегазовые залежи, в которых нефть в подгазовых зонах подстилается подошвенной водой, нефть содержится в тонких оторочках неоднородных пластов.

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

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

1.2. Режимы разработки залежей нефти

Режимом разработки нефтегазового пласта называют проявление доминирующей формы пластовой энергии, под действием которой нефть движется к забоям добывающих скважин. Режимы разработки разделяют на естественные и искусственные. Естественными называются режимы, 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 искусственных режимах преобладающим видом энергии является энергия закачиваемых с поверхности земли в пласт вытесняющих агентов – воды (жесткий водонапорный режим) или газа – и других компонентов.

В совокупности, выделяют следующие основные режимы работы нефтяных залежей: водонапорный, газонапорный (режим газовой шапки), режим растворенного газа, гравитационный. Так как в процессе извлечения из пласта углеводородов и снижения пластового давления происходит упругое расширение жидкостей и породы, рассматривают также упругий и упруговодонапорный режимы.

При разработке нефтегазовых залежей в них проявляются одновременно различные источники, создающие движущие силы по пере-

движению углеводородов к забоям добывающих скважин, т.е. различные режимы разработки, но с преобладанием (доминированием) одного из них. Если два-три режима проявляются примерно в равной степени, то говорят о смешанных режимах разработки (дренирования пласта).

Рассмотрим особенности проявления каждого из режимов дренирования нефтегазовых залежей.

Естественный водонапорный режим. При естественном водонапорном режиме нефть движется в пласте к скважинам под действием напора поступающей краевой или подошвенной воды. В идеальном случае при этом режиме залежь постоянно пополняется водой из водоносного бассейна (рис. 1.2.1).

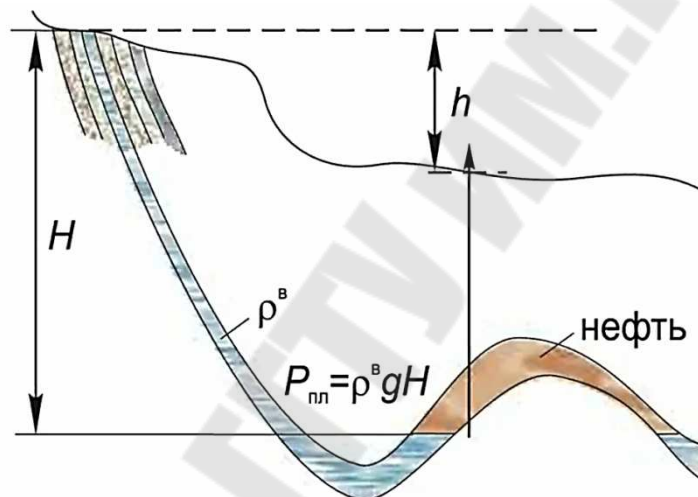


Рис. 1.2.1. Схема проявления естественного водонапорного режима разработки нефтегазовой залежи: H – гидростатический напор воды от Земной поверхности в зоне питания пласта; $\rho^в$ – плотность воды; h – разница между отметками поверхности зоны питания водоносного пласта и расположения устья скважины

Вытеснение нефти происходит под действием краевых или контурных вод, имеющих регулярное пополнение (питание) с поверхности за счет талых или дождевых вод. Условием существования естественного водонапорного режима является связь продуктивного пласта с поверхностью Земли. Если проницаемость 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 разработки (рис. 1.2.2).

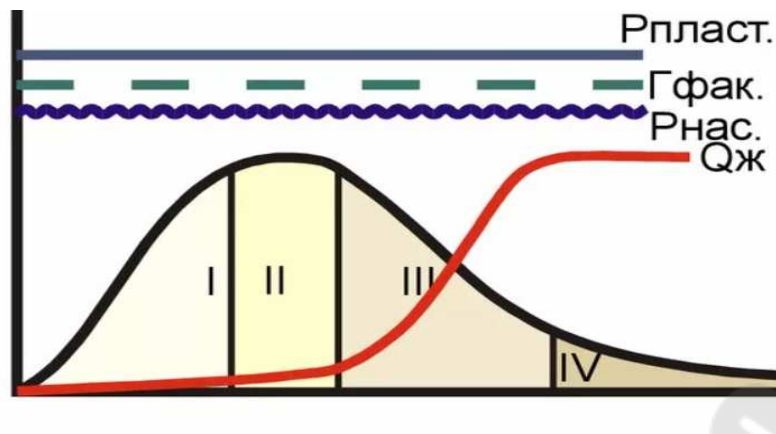


Рис. 1.2.2. График разработки залежи при жестком естественном водонапорном режиме. $P_{\text{пласт}}$ – пластовое давление; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом; $G_{\text{фак}}$ – газовый фактор; $Q_{\text{ж}}$ – добыча воды; $Q_{\text{н}}$ – добыча нефти; I, II, III, IV – стадии разработки залежи

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

Сначала обводняются скважины, близко расположенные к контуру нефтеносности, а в дальнейшем и скважины, находящиеся в центре залежи. Нефтедержущие 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» (рис. 1.2.3) и затрудняет планомерную эксплуатацию залежи.

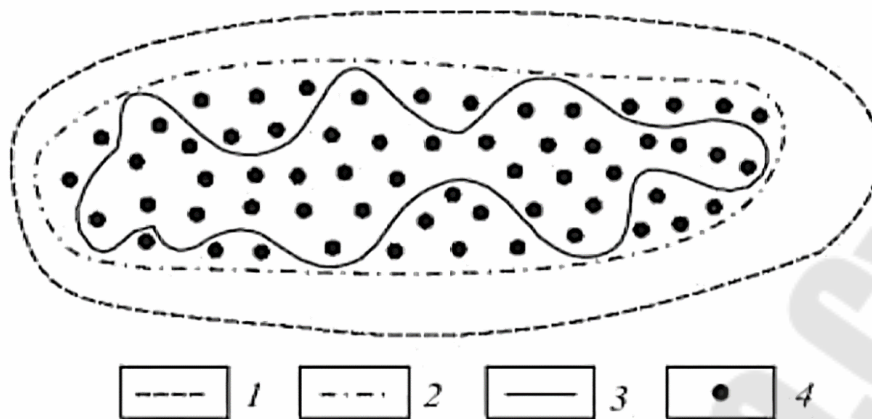


Рис. 1.2.3. Образование «языков обводнения»: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – линия обводнения залежи; 4 – скважины

Начальное пластовое давление в залежи равно гидростатическому давлению столба жидкости высотой, равной глубине залегания пласта по отношению к точке поверхности Земли, в которой происходит питание пласта поверхностными водами. После начала разработки залежи, пластовое давление несколько снижается, а затем, при установившихся темпах отбора жидкости из пласта, в дальнейшем остается постоянным (рис. 1.2.2).

При проявлении жесткого естественного водонапорного режима в течение всего периода разработки залежи пластовое давление и газовый фактор постоянны. По мере разбуривания залежи годовая добыча нефти увеличивается (I стадия разработки). После ввода в эксплуатацию всего проектного фонда скважин добыча нефти стабилизируется на определенном уровне, который зависит от продуктивных характеристик залежи и количества добывающих скважин (II стадия разработки). В течение I и II стадий разработки, как правило, обводненность добываемой продукции невысокая. Соответственно и небольшие объемы добычи воды. По мере продвижения контура вод к центру залежи и обводнению продукции добывающих скважин начинается интенсивное снижение добычи нефти и увеличение добычи воды (III стадия разработки залежи). Когда практически весь фонд добывающих скважин начинает добывать высоко обводненную продукцию интенсивность снижения добычи нефти снижается, а объемы добычи воды становятся максимальными (IV стадия разработки).

В зависимости от особенностей естественного 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 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);
- на II стадии разработки достигаются высокие темпы отборов нефти – до 8–10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ);
- отбор за основной период разработки (за первые три стадии) достигает 85–90 % извлекаемых запасов нефти.

Залежи нефти, разработка которых ведется в таких идеальных условиях встречаются редко.

Естественный упруговодонапорный режим разработки характерен для залежей с наличием активных законтурных пластовых вод, обширной водонасыщенной краевой зоны и хорошей гидродинамической связи с ней.

Источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате, снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфльтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие:

- большой удаленности от нее;
- пониженной проницаемости;
- значительной неоднородности пласта;

- повышенной вязкости нефти;
- больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой.

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам, с которыми связано большинство нефтяных месторождений. Элизионные водонапорные системы – это комплексы водоносных и нефтеносных горизонтов и пластов, напор в которых создается вследствие перетока жидкости из одних пластов (или их частей) в другие без пополнения жидкости извне (с поверхности Земли).

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (рис. 1.2.2), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля не извлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 1.2.4) имеет и сходство с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор, как правило, остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.

Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи, темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает.

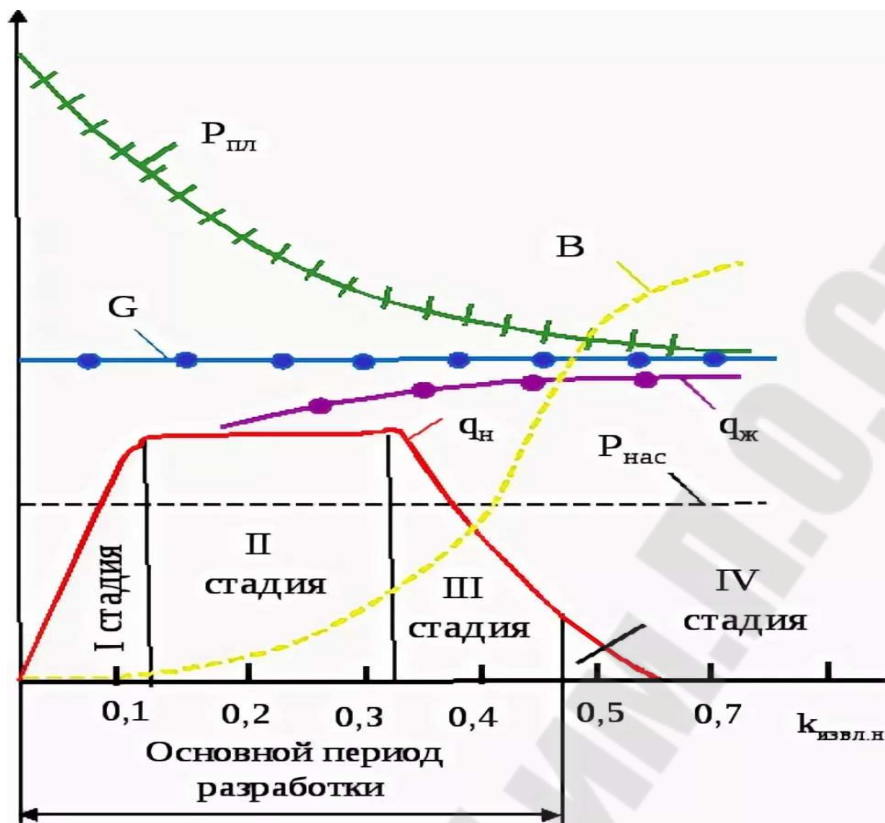


Рис. 1.2.4. График разработки залежи при естественном упруговодонапорном режиме: $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом; $q_{ж}$ – добыча воды; $q_{н}$ – добыча нефти; G – газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти; B – обводненность; I, II, III, IV – стадии разработки залежи

Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи.

Темпы добычи нефти при упруговодонапорном режиме на II стадии разработки обычно не превышает 5–7 % в год от НИЗ. К концу основного периода разработки обычно отбирается до 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2–3 ед. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5–0,55 д. ед. В связи со значительными различиями в активности режима, диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

Газонапорный режим. При газонапорном режиме, или режиме газовой шапки, нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышен-

ной части пласта (рис. 1.2.5). 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 отеснением от них нефти, что существенно снижает нефтеотдачу при газонапорном режиме. Выход газа из газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким дебитом недопустима, так как прорывы газа приводят к неконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти. Поэтому при газонапорном режиме необходимо 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. Динамика основных показателей разработки залежи на режиме газовой шапки приведена на рис. 1.2.6. Как видно из рис. 1.2.6, для залежей с газовой шапкой характерно равенство начального пластового давления и давления насыщения. Поэтому при создании депрессии на пласт происходит выделение растворенного газа и нефть движется по пласту за счет энергии его расширения. Часть газа сегрегирует в повышенные зоны и пополняет газовую шапку. Это способствует замедлению темпов снижения пластового давления, а также обуславливает малое значение газового фактора для скважин, удаленных от ГНК. При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи, темпов отбора нефти из пласта.

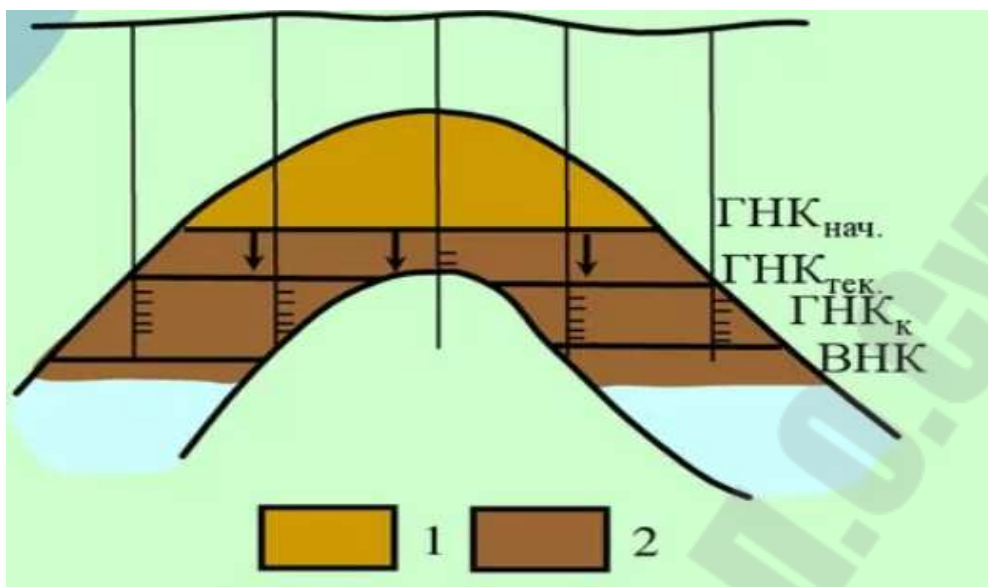


Рис. 1.2.5. Изменение объема залежи с газовой шапкой в процессе разработки:
 1 – газ; 2 – нефть; ВНК – положение водонефтяного контакта;
 ГНК – начальное положение газонефтяного контакта;
 ГНК_{тек} – текущее положение газонефтяного контакта;
 ГНК_к – конечное положение газонефтяного контакта

Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ на II стадии разработки могут быть довольно высокими (до 8–10 %), примерно такими же, как и при водонапорном режиме.

Конечный КИН может достигать 0,4–0,5. Невысокие значения КИН объясняются неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, пониженной эффективностью вытеснения нефти газом, по сравнению с водой.

Благоприятные условия для наиболее эффективного проявления газонапорного режима – высокая проницаемость коллекторов, большие углы наклона пластов и небольшая вязкость нефти.

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 слабом поступлении в ее нефтяную часть краевой воды.

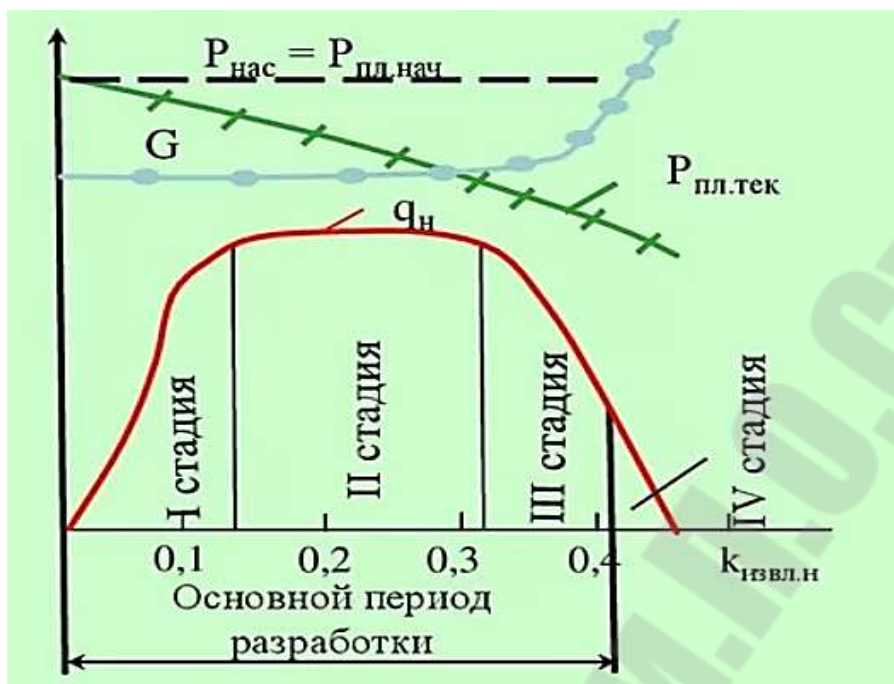


Рис. 1.2.6. Динамика основных показателей разработки залежи на режиме газовой шапки: $R_{\text{пл.нач}}$ – начальное пластовое давление; $R_{\text{пл.тек}}$ – текущее пластовое давление; $R_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом; q_n – годовые отборы нефти; G – газовый фактор; $k_{\text{извл.н}}$ – коэффициент извлечение нефти

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 и постоянно снижаются. 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. 1.2.7).

Темпы отбора нефти находятся на уровне 1–2 % в год от НИЗ. Предельно достигаемый КИН не превышает 0,2–0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1–0,15. Добыча нефти, после достижения ею максимального уровня, сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

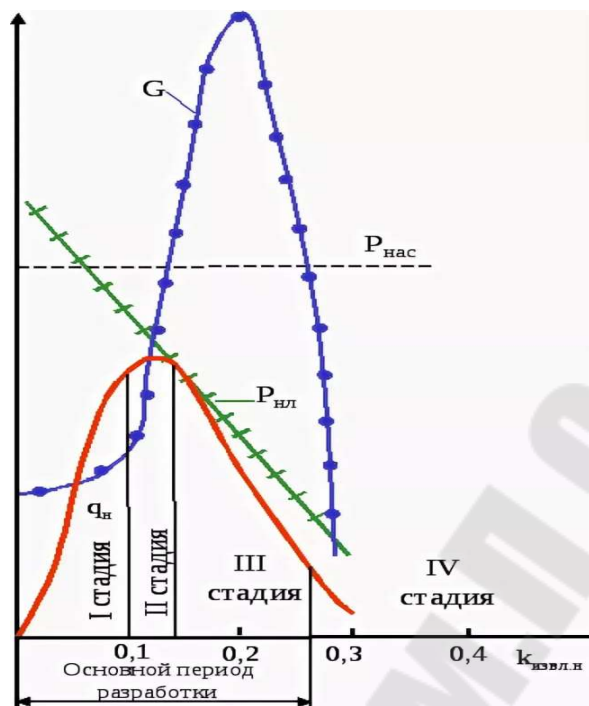


Рис. 1.2.7. Динамика основных показателей разработки залежи на режиме растворенного газа: $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом; q_n – годовые отборы нефти; G – газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечение нефти

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой.

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

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

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

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. Упругие свойства пласта передаются с некоторой скоростью χ :

$$\chi = k/\mu(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}}) = k/\mu\beta^* , \quad (1.2.1)$$

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 упругости пласта, $1/\text{Па}$:

$$\beta^* = m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}}. \quad (1.2.2)$$

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

$$\Delta V_{\text{ж}} = \beta^* V_{\text{зал}} \Delta P, \quad (1.2.3)$$

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 законтурных 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 (рис. 1.2.8).

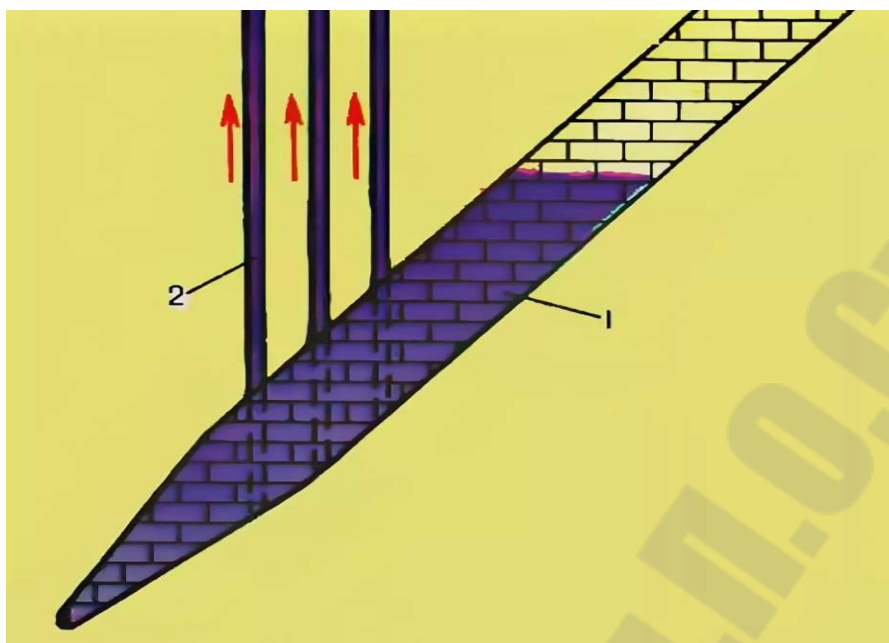


Рис. 1.2.8. Схема проявления гравитационного режима при разработке круто падающей литологически изолированной залежи:
1 – залежь; 2 – скважины

На рис. 1.2.9, б отображена динамика добычи нефти при разработке пластовой, сводовой, изолированной залежи, в которой на последней стадии разработки проявляется гравитационный режим разработки. На начальной стадии разработки, после снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, в залежи проявляется режим растворенного газа. При этом часть выделившегося газа в своде залежи может образовывать газовую шапку, оттесняя нефть вниз. В результате осушения верхней части происходит изменение объема нефтяной части залежи. Газонефтяной контакт опускается вниз (рис. 1.2.9, а). Дебит нефти присводовых скважин постепенно уменьшается. Они начинают работать чистым газом и переводятся в бездействие. Режим растворенного газа переходит в гравитационный режим. Добыча нефти ведется только из скважин, вскрывших залежь в нижней части на периферии. Нефть отбирается очень низкими темпами – менее 1–2 % в год от текущих извлекаемых запасов. Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти, превышающий 0,5 д. ед.

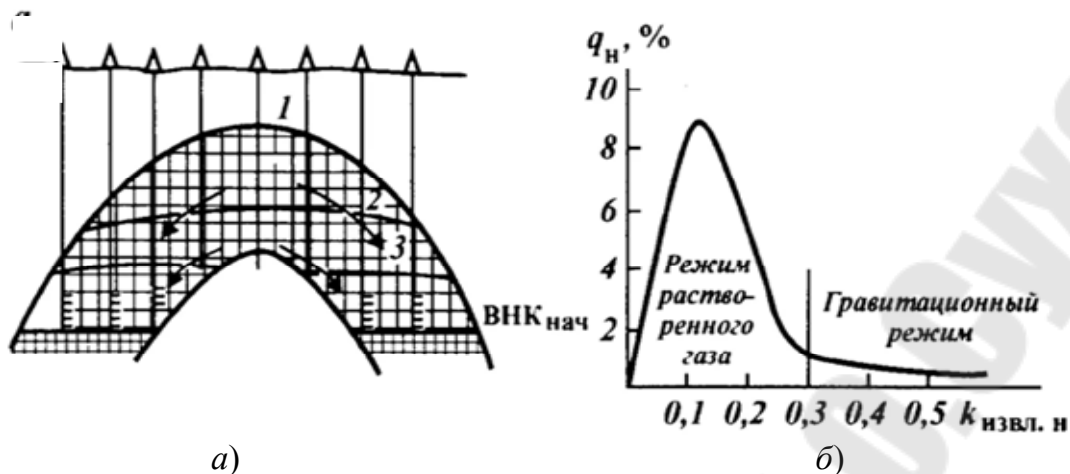


Рис. 1.2.9. Гравитационный режим разработки нефтяной залежи: *а* – изменение объема залежи в процессе разработки; *б* – динамика годовых отборов нефти; 1–3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта; стрелками показано направление фильтрации нефти

Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли МПа, газосодержание пластовой нефти снижается до единиц кубометров на 1 м^3 нефти.

Выделяют такие разновидности гравитационного режима:

- с перемещающимся контуром нефтеносности (напорно-гравитационный), при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению крутозалегающего пласта и заполняет его пониженные части (рис. 1.2.8); дебиты скважин небольшие и постоянные;

- с неподвижным контуром нефтеносности (со свободной поверхностью), при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта. Дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

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

Смешанные режимы. Режим, при котором возможно одновременное проявление энергий растворенного газа, упругости и напора воды, называют смешанным. Его рассматривают зачастую как вытеснение газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении $P_{\text{заб}}$ ниже $P_{\text{нас}}$. Давление на контуре нефтеносности может равняться $P_{\text{нас}}$ или быть выше его. Такой режим протекает в несколько фаз: сначала проявляется энергия упругости нефти и породы, затем

подключается энергия расширения растворенного газа и дальше – энергия упругости и напора водонапорной области. К такому сложному режиму относят также сочетание газо- и водонапорного режимов (газоводонапорный режим), которое иногда наблюдается в нефтегазовых залежах с водонапорной областью. Особенность такого режима – двухстороннее течение жидкости: на залежь нефти одновременно наступает ВНК и ГНК, нефтяная залежь потокообразующей поверхностью (плоскостью; на карте линией) условно делится на зону, разрабатываемую при газонапорном режиме, и зону, разрабатываемую при водонапорном режиме.

Режимам работы нефтяных залежей дают также дополнительные характеристики. Различают режимы с перемещающимися и неподвижными контурами нефтеносности. К первым относят водонапорный, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы, а ко вторым – упругий, режим растворенного газа и гравитационный со свободной поверхностью нефти. Водно-, газонапорный и смешанный режимы называют режимами вытеснения (напорными режимами), а остальные – режимами истощения (истощения пластовой энергии).

Названные выше режимы рассмотрены в плане их естественного проявления (естественные режимы). Природные условия залежи лишь способствуют развитию определенного режима работы. Конкретный режим можно установить, поддержать или заменить другими путем изменения темпов отбора и суммарного отбора жидкости, ввода дополнительной энергии в залежь и т. д. Например, поступление воды отстает от отбора жидкости, что сопровождается дальнейшим снижением давления в залежи. В этом случае в залежь вводят дополнительную энергию искусственно путем закачки воды или газа через организованную систему поддержания пластового давления (ППД). Создаваемые таким образом режимы работы залежи называют искусственными (водо- и газонапорными).

1.3. Режимы разработки газовых залежей

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

режимы (рис. 1.3.1). Режим существенно влияет на разработку залежи и, наряду с другими факторами, определяет основные условия эксплуатации, к которым, например, относятся темп падения давления и дебитов газа, обводнение скважин и т.п.

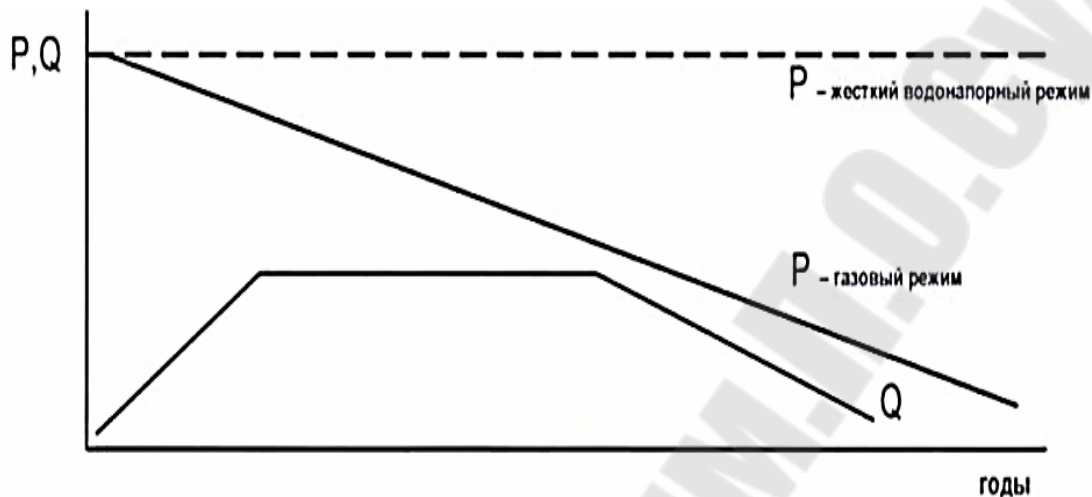


Рис. 1.3.1. Динамика изменения добычи газа и пластового давления при газовом и водонапорном режиме разработки газовой залежи: P – пластовое давление; Q – годовая добыча газа

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

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

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

Упругий режим связан с упругими силами воды и породы. Жесткий режим газовой залежи связан с наличием активных пластовых

вод и характеризуется тем, что при эксплуатации в газовую залежь поступают подошвенные или краевые воды, в результате чего не только уменьшается объем пласта, занятого газом, но и полностью восстанавливается пластовое давление.

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

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

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

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

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

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

До начала разработки газового месторождения можно высказать только общие соображения о возможности проявления того или иного

режима. Характер режима устанавливается по данным, полученным при эксплуатации месторождения.

1.4. Источники пластовой энергии

Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

Статическое давление на забое скважины. Статическое давление - это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение (рис. 1.4.1). Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

Статический уровень. Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

Динамическое давление на забое скважины. Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину (рис. 1.4.1). Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

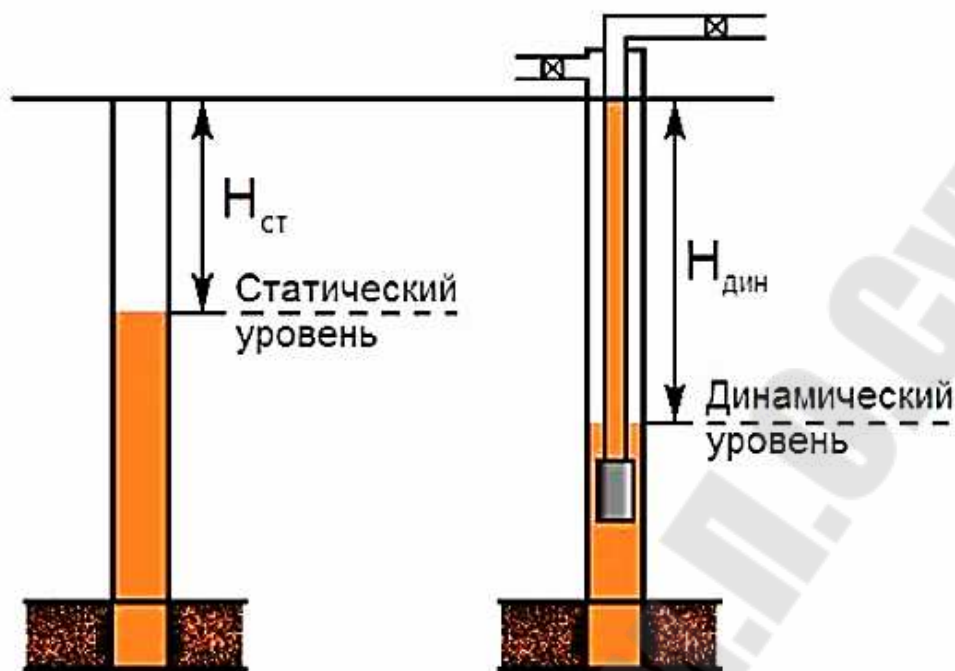


Рис. 1.4.1. Схема статического и динамического уровня в скважине

Динамический уровень жидкости. Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться соответствующая поправка на кривизну скважины.

Среднее пластовое давление. По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способы и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени работанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление $P_{\text{ср}}$ вычисляют по замерам статических давлений p_i в отдельных скважинах. Среднее арифметическое давление из m измерений по отдельным скважинам:

$$P_{\text{cp}} = \frac{\sum_1^m P_i}{m}. \quad (1.4.1)$$

Эта величина неточно характеризует истинное среднеинтегральное пластовое давление и может от него сильно отличаться, например, при группировке скважин в одной какой-либо части залежи. Более точно это отражает средневзвешенное по площади пластовое давление:

$$P_{\text{cp}} = \frac{\sum_1^n P_i f_i}{\sum_1^n f_i}, \quad (1.4.2)$$

где f_i – площадь, приходящаяся на i -ю скважину; P_i – статическое давление в i -й скважине; n – число скважин.

Это давление полнее характеризует энергетическое состояние пласта, однако не учитывает того, что толщина пласта на различных участках различна. Поэтому вводится понятие о средневзвешенном по объему пластовом давлении. Средневзвешенное по объему пласта давление учитывает не только площадь f_i , приходящуюся на каждую скважину, но и среднюю толщину пласта h_i в районе скважины. Таким образом,

$$P_{\text{cp}} = \frac{\sum_1^n P_i f_i h_i}{\sum_1^n f_i h_i}. \quad (1.4.3)$$

Среднее пластовое давление определяют по картам изобар (линий равных давлений). Для этого измеряют планиметром площадь между каждыми двумя соседними изобарами, рассчитывают среднее пластовое давление на этой площади, как среднее арифметическое из значений давлений двух соседних изобар, и, умножая его на площадь между изобарами, суммируют. Общую сумму делят на суммарную площадь, в пределах которой проводится вычисление. Определенное таким образом среднее давление ничем не отличается от того, которое получается из выражения (1.4.2), и также является средневзвешенным по площади.

Если на карту изобар наложить карту полей равных толщин, то среднее пластовое давление можно вычислить как средневзвешенное

по объему пласта, используя формулу (1.4.3). В этом случае f_i – часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами h_i , P_i – среднее давление между двумя изобарами. Этот способ дает наиболее объективную оценку среднего пластового давления.

Пластовое давление в зоне нагнетания. При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (1.4.2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (1.4.3) и дополнительно карту полей равных толщин.

Пластовое давление в зоне отбора. За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т.е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять, как средневзвешенное по объему пласта.

Начальное пластовое давление. Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

Текущее пластовое давление. В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

Приведенное пластовое давление. Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна (рис. 1.4.2). Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через пер-

воначальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забой скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические давления. Приведенное давление в скважине 1 будет равно:

$$P_1 = P_{c1} - \rho_{ж} g h_1.$$

Приведенное давление в скважине 2 будет равно:

$$P_2 = P_{c2} - \rho_{ж} g h_2.$$

Для пятой скважины приведенное давление будет равно:

$$P_5 = P_{c5} - \rho_{ж} g h_5.$$

Здесь $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, в пластовых условиях; g – ускорение силы тяжести; h_1, h_2, h_5 – разности гипсометрических отметок точек замера пластового давления в скважинах 1, 2, 5 и т. д. и плоскости приведения.

1.5. 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 разбуривания 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.

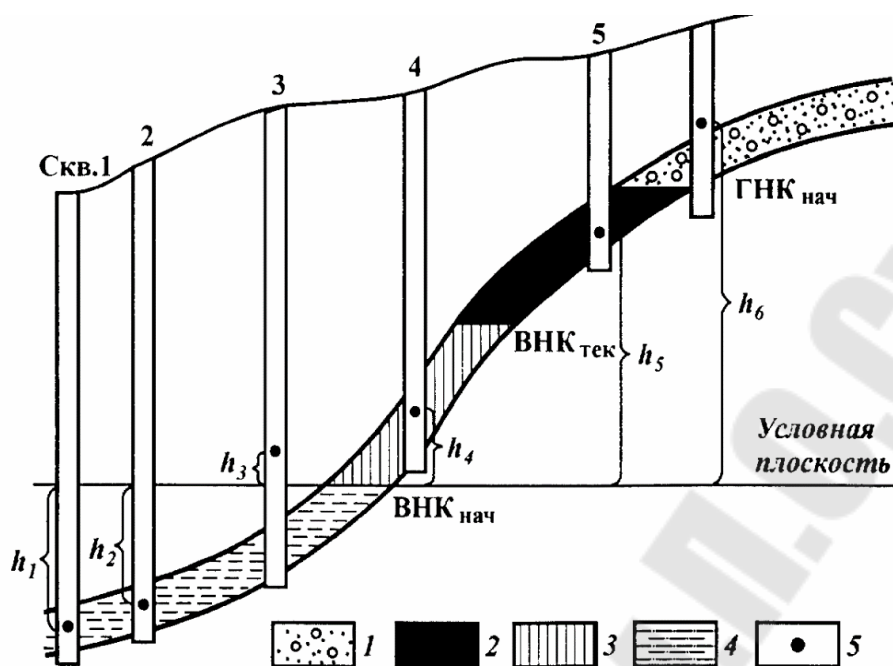


Рис. 1.4.2. Схема приведения пластового давления к условной горизонтальной поверхности: 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода, внедрившаяся в залежь; 4 – вода, ниже начального контура нефтеносности; 5 – точка замера давления в скважине; h_i – расстояние от точки замера до условной плоскости

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

вать 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 контурного, 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 разбуривания;
- 2) управление движением нефти к скважинам и подъем жидкости на поверхность;
- 3) регулирование баланса пластовой энергии;
- 4) управление потоками добываемых флюидов (нефти, газа и воды) на поверхности.

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- наличие или отсутствие воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;
- расположение скважин на месторождении.

По этим признакам классифицируют системы разработки нефтяных месторождений. Основными параметрами, по которым характеризуют ту или иную систему разработки являются плотность сетки скважин, удельный извлекаемый запас нефти на 1 скважину, отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих, отношение числа резервных скважин к числу добывающих.

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

$$S_c = S/n. \quad (1.5.1)$$

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

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

$$N_{\text{кр}} = N/n. \quad (1.5.2)$$

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

Параметр ω – отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин, т.е. $\omega = n_{\text{н}}/n_{\text{д}}$. Этот параметр характеризует интенсивность системы заводнения.

Параметр $\omega_{\text{р}}$ – отношение числа резервных скважин к числу добывающих скважин основного фонда, т.е. $\omega_{\text{р}} = n_{\text{р}}/n_{\text{д}}$.

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

Кроме указанных параметров используют ряд других показате-

лей, таких, как расстояние от контура нефтеносности до первого ряда добывающих скважин, расстояние между рядами, ширина блоков заводнения и др.

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

- системы разработки при отсутствии воздействия на пласт;
- системы разработки с воздействием на пласты.

Системы разработки при отсутствии воздействия на пласт.

Если предполагается, что нефтяное месторождение будет разрабатываться в основной период при режиме растворенного газа, для которого характерно незначительное перемещение водонефтяного раздела, т.е. при слабой активности законтурных вод, то применяют равномерное, геометрически правильное расположение скважин по четырехточечной (рис. 1.5.1) или трехточечной (рис. 1.5.2) сетке.

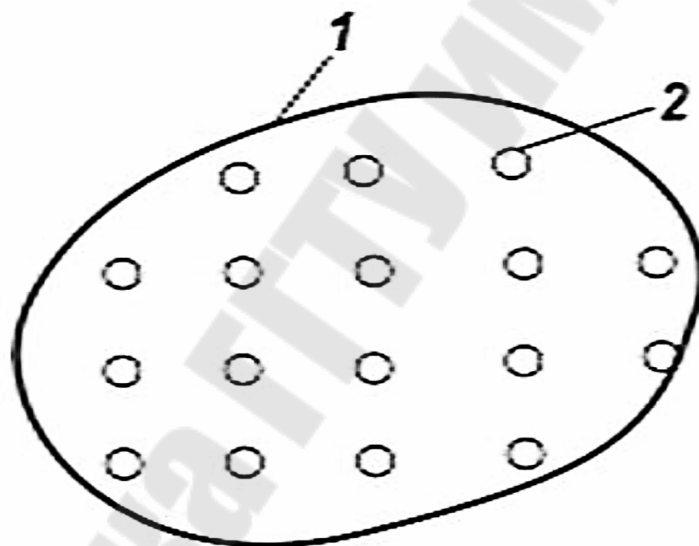


Рис. 1.5.1. Расположение скважин по квадратной сетке:
1 – условный контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины

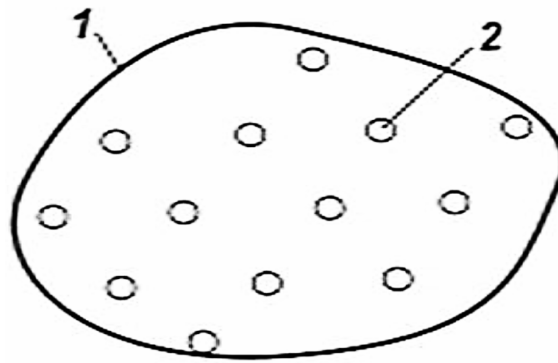


Рис. 1.5.2. Расположение скважин по треугольной сетке:
1 – условный контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины

В тех случаях, когда предполагается определенное перемещение водонефтяного и газонефтяного разделов, скважины располагают с учетом возможного положения этих разделов (рис. 1.5.3). Параметр плотности сетки скважин S_c могут изменяться в очень широких пределах для систем разработки без воздействия на пласт. Так, при разработке месторождений сверхвязких нефтей (вязкостью в несколько тысяч 10^{-3} Па·с) он может составлять $(1-2) \cdot 10^4$ м²/скв.

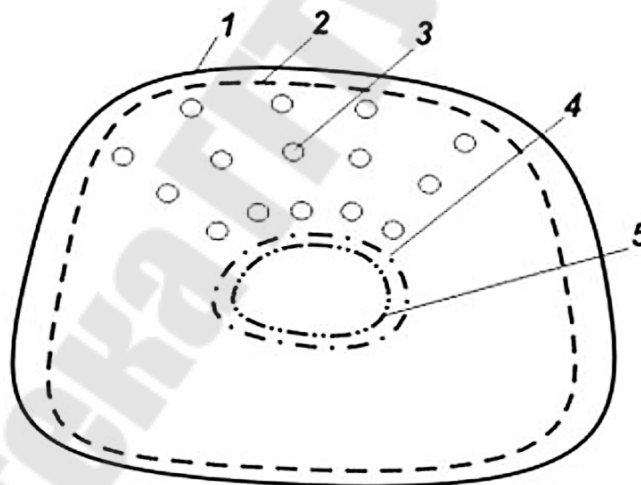


Рис. 1.5.3. Расположение скважин с учетом водонефтяного и газонефтяного разделов: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – добывающие скважины; 4 – внешний контур газоносности; 5 – внутренний контур газоносности

Нефтяные месторождения с низкопроницаемыми коллекторами (сотые доли мкм²) разрабатывают при $S_c = (10-20) \cdot 10^4$ м²/скв. Конечно, разработка как месторождений высоковязких нефтей, так и месторождений с низкопроницаемыми коллекторами при указанных значе-

ниях может быть экономически целесообразной при значительных толщинах пластов, т.е. при высоких значениях параметра А.П. Крылова или при небольших глубинах залегания разрабатываемых пластов, т.е. при небольшой стоимости бурения скважин. Для разработки обычных коллекторов (со средней проницаемостью пластов и малой вязкостью нефтей) $S_c = (25-64) \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$

При разработке месторождений с высокопродуктивными трещиноватыми коллекторами S_c может быть равен $(70-100) \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$ и более.

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

$$l = aS_c^{1/2}, \quad (1.5.3)$$

где l – в м; a – коэффициент пропорциональности; S_c – в $\text{м}^2/\text{скв.}$

Формулу (1.5.3) можно использовать для вычисления средних условных расстояний между скважинами при любых схемах их расположения.

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

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

Системы разработки с воздействием на пласты описаны ниже в параграфе 1.7.

1.6. 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. 1.6.1).

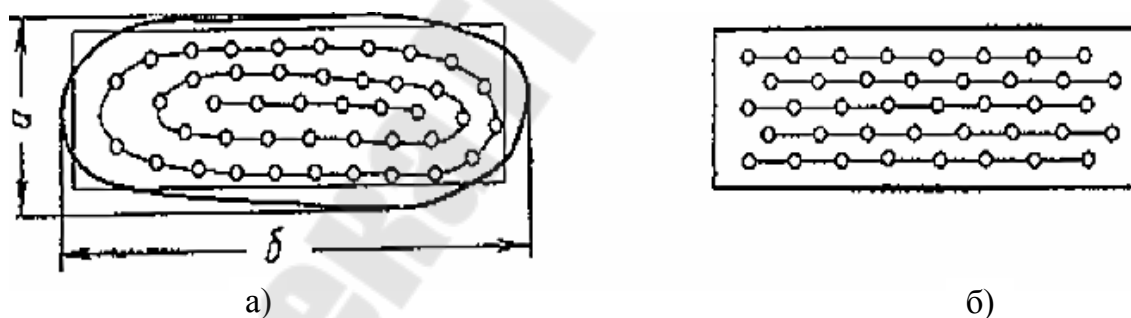


Рис. 1.6.1. Схематизация вытянутой овальной формы залежи:
а – ширина залежи; б – длина (протяженность) залежи

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. 1.6.2).

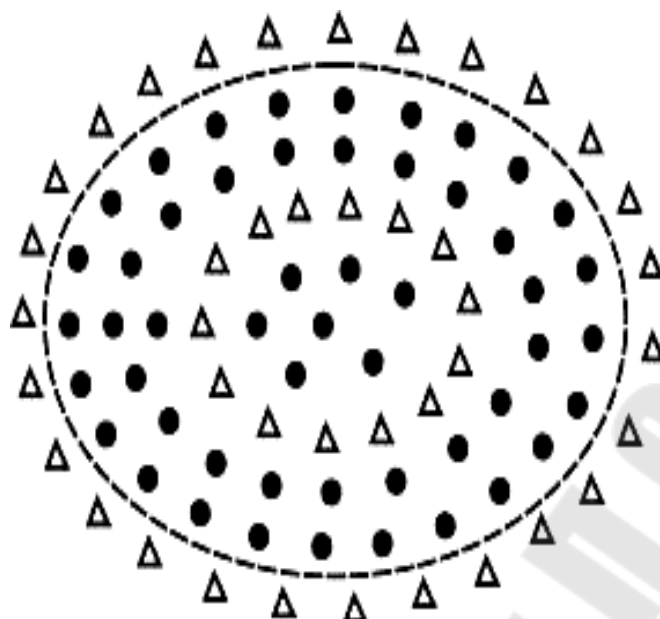


Рис. 1.6.2. Схематизация круговой формы залежи

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.

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.

1.7. Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи) при разработке с воздействием на пласты

Расположение нефтяных скважин на залежи выбирают, исходя из ее формы, геологического строения месторождения, характеристики коллекторов, возможности продвижения контурных и подошвенных вод в процессе разработки залежи, необходимостью организации системы поддержания пластового давления (ППД). Система заводнения определяется взаимным расположением забоев добывающих и нагнетательных скважин и контуров нефтеносности. Скважины размещают по равномерной или 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.

На рис. 1.7.1 в плане и в разрезе показано расположение добывающих и нагнетательных скважин при разработке нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения. Здесь два ряда добывающих скважин пробурены вдоль внутреннего контура нефтеносности. Кроме того, имеется один центральный ряд добывающих скважин.

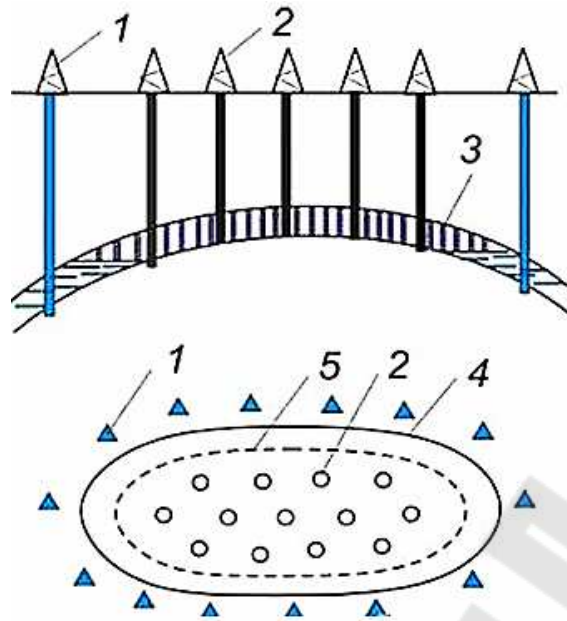


Рис. 1.7.1. Расположение скважин при законтурном заводнении:
 1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины;
 3 – нефтяной пласт; 4 – внешний контур нефтеносности;
 5 – внутренний контур нефтеносности

Помимо параметра для характеристики систем с законтурным заводнением можно использовать дополнительные параметры, такие, как расстояние между контуром нефтеносности и первым рядом добывающих скважин, первым и вторым рядом добывающих скважин и т.д., а также расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$. Нагнетательные скважины расположены за внешним контуром нефтеносности.

Показанное на рис. 1.7.1 размещение трех рядов добывающих скважин характерно для сравнительно небольших по ширине месторождений. Так, при расстояниях между рядами, а также между ближайшим к контуру нефтеносности рядом и самим контуром нефтеносности, равных 500–600 м, ширина месторождения составляет 2–2,5 км. При большей ширине месторождения на его нефтеносной площади можно расположить до пяти рядов добывающих скважин. Однако дальнейшее увеличение числа рядов скважин, как показали теория и опыт разработки нефтяных месторождений, нецелесообразно. При числе рядов добывающих скважин больше пяти центральная часть месторождения слабо подвергается воздействию законтурным заводнением, пластовое давление здесь падает, и эта часть разрабатывается при режиме растворенного газа, а затем после образования ранее не существовавшей (вторичной) газовой шапки – при газонапорном. Ес-

тественно, законтурное заводнение в данном случае окажется малоэффективным воздействием на пласт.

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

Параметр ω для систем с законтурным заводнением колеблется в широких пределах от 1 до $1/5$ и менее. Параметр ω_p для всех систем разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласт изменяется в пределах $0,1-0,3$.

При внутриконтурном заводнении поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта. Применяют следующие виды внутриконтурного заводнения:

- разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площади и блоки (блоковые рядные системы разработки);
- площадное заводнение (четырёх-, пяти-, семи-, девятиточечные системы);
- сводовое заводнение (осевое, кольцевое, центральное);
- очаговое заводнение (дополнительное мероприятие к основной системе заводнения);
- избирательное заводнение;
- барьерное 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. 1.7.2, 1.7.3).

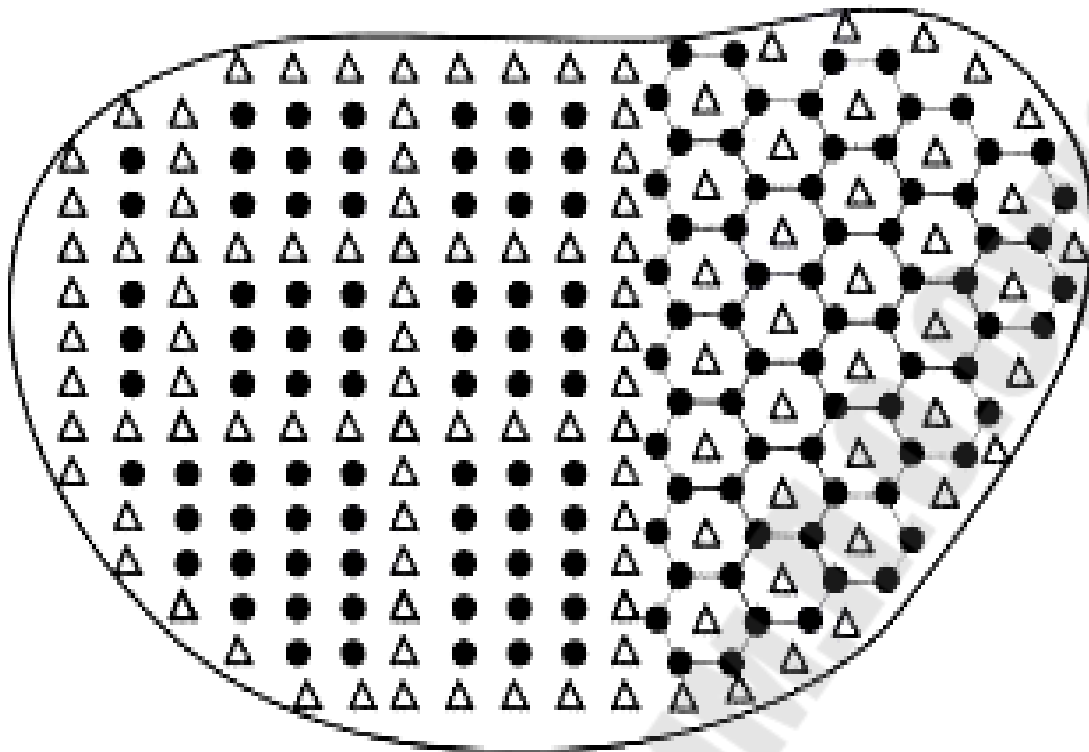


Рис. 1.7.2. Разрезание залежи на отдельные площади с самостоятельными системами разработки

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. При этих системах на месторождениях, обычно в направлении, поперечном их простиранию, располагают ряды добывающих и нагнетательных скважин. Однорядная, трехрядная и пятирядная схемы расположения скважин представляют собой, соответственно, чередование одного ряда добывающих скважин и ряда нагнетательных скважин, трех рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин, пяти рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин. Более пяти рядов добывающих скважин обычно не применяют по той же причине, что и при законтурном заводнении, так как в этом случае в центральной части полосы нефтеносной площади, заключенной между рядами нагнетательных скважин, воздействие на пласт заводнением ощущаться практически не будет, в результате чего произойдет падение пластового давления с соответствующими последствиями.

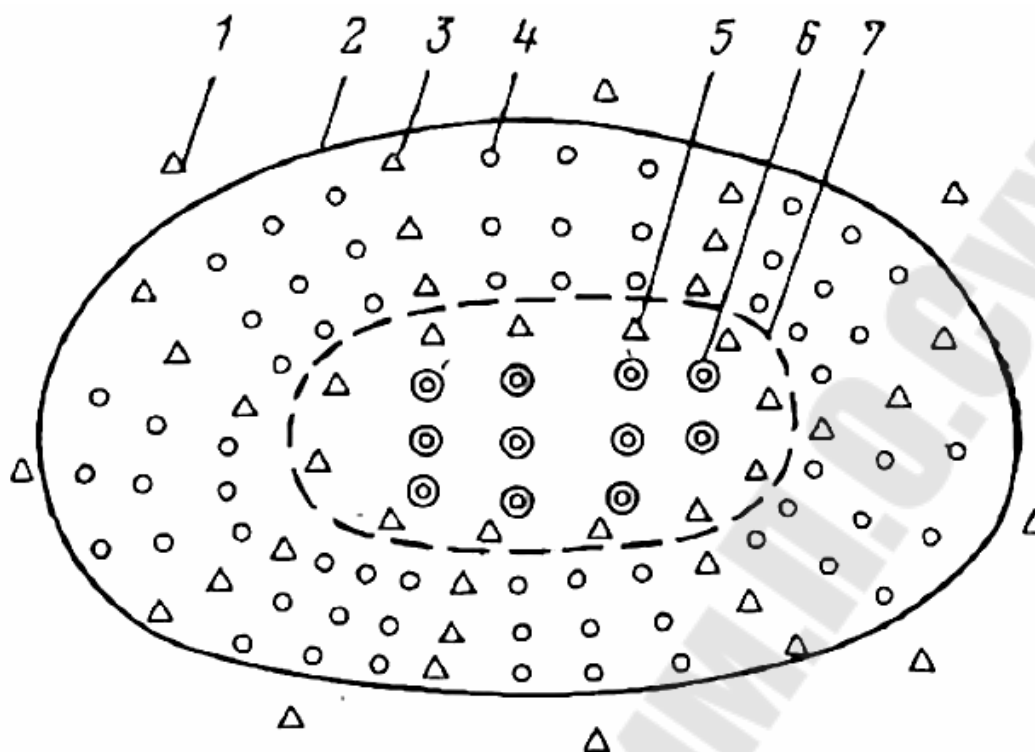


Рис. 1.7.3. Схема системы разработки нефтегазового месторождения с сочетанием барьерного, законтурного и внутриконтурного заводнений: 1 – законтурная нагнетательная скважина; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – скважины внутриконтурного заводнения; 4 – нефтедобывающие скважины; 5 – скважины барьерного заводнения; 6 – газодобывающие скважины; 7 – внешний контур газоносности

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

Однорядная система разработки. Расположение скважин при такой системе показано на рис. 1.7.4. Рядные системы разработки необходимо характеризовать уже некоторыми иными параметрами (помимо указанных четырех основных). Так, помимо расстояния между нагнетательными скважинами $2\sigma_n$ и расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$, следует учитывать ширину блока или полосы L_n (см. рис. 1.7.4).

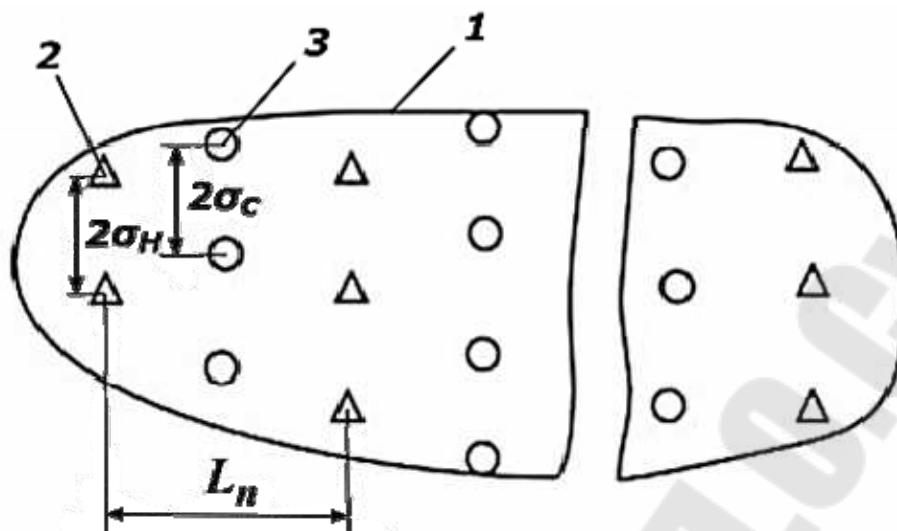


Рис. 1.7.4. Расположение скважин при однорядной системе разработки:
 1 – условный контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины;
 3 – добывающие скважины

Параметр плотности сетки скважин S_c , и параметр $N_{кр}$ для однорядной, трехрядной и пятирядной систем могут принимать примерно такие же или большие значения, что и для систем с законтурным заводнением. О величине параметра ω_p уже было сказано. Параметр ω для рядных систем более четко выражен, чем для системы с законтурным заводнением. Однако он может колебаться в некоторых пределах. Так, например, для рассматриваемой однорядной системы $\omega \approx 1$. Это значит, что число нагнетательных скважин примерно (но не точно!) равно числу добывающих, поскольку число этих скважин в рядах и расстояния $2\sigma_c$ и $2\sigma_n$ могут быть различными. Ширина полосы при использовании заводнения может составлять 1,0–1,5 км, а при использовании методов повышения нефтеотдачи – меньшие значения

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

различное число нагнетательных и добывающих скважин в рядах, можно нагнетательные скважины использовать для воздействия на различные пропластки с целью повышения охвата неоднородного пласта разработкой.

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

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

Элемент однорядной системы разработки показан на рис. 1.7.5. Нагнетательная скважина 1 и добывающая скважина 3 соответствуют шахматному расположению скважин в рядах. «Линейному» расположению скважин соответствуют нагнетательная скважина 2 и добывающая скважина 4. Не только в однорядной, но и в многорядных системах разработки могут применяться как шахматное, так и линейное расположение скважин.

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

Трехрядная и пятирядная системы. Для трехрядной и пятирядной систем разработки имеет значение не только ширина полосы L_n , но и расстояния между нагнетательными, и первым рядом добывающих скважин l_{01} , между первым и вторым рядом добывающих скважин l_{12} (рис. 1.7.6), между вторым и третьим рядом добывающих скважин для пятирядной системы l_{23} (рис. 1.7.7). Ширина полосы L_n зависит от числа рядов добывающих скважин и расстояния между ними. Если, например, для пятирядной системы $l_{01} = l_{12} = l_{23} = 700$ м, то $L_n = 4,2$ км.



Рис. 1.7.5. Элемент однорядной системы разработки:
 1 – «четверть» нагнетательной скважины при шахматном расположении скважин; 2 – «половина» нагнетательной скважины при линейном расположении скважин; 3, 4 – соответственно «четверть» и «половина» добывающей скважины

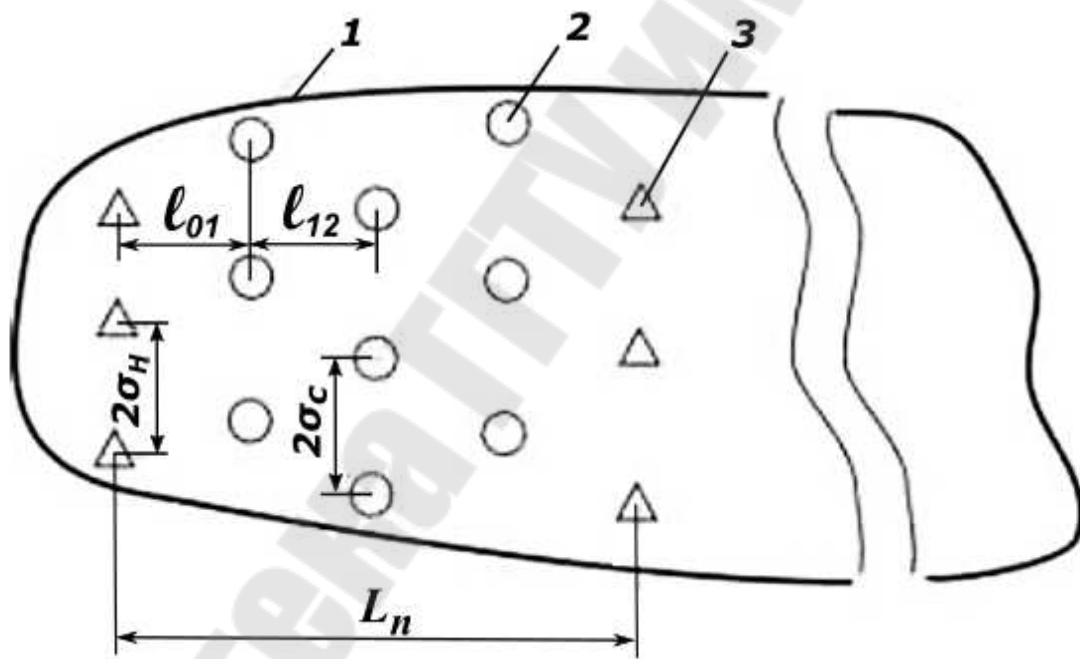


Рис. 1.7.6. Расположение скважин при трехрядной системе разработки:
 1 – условный контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины;
 3 – нагнетательные скважины

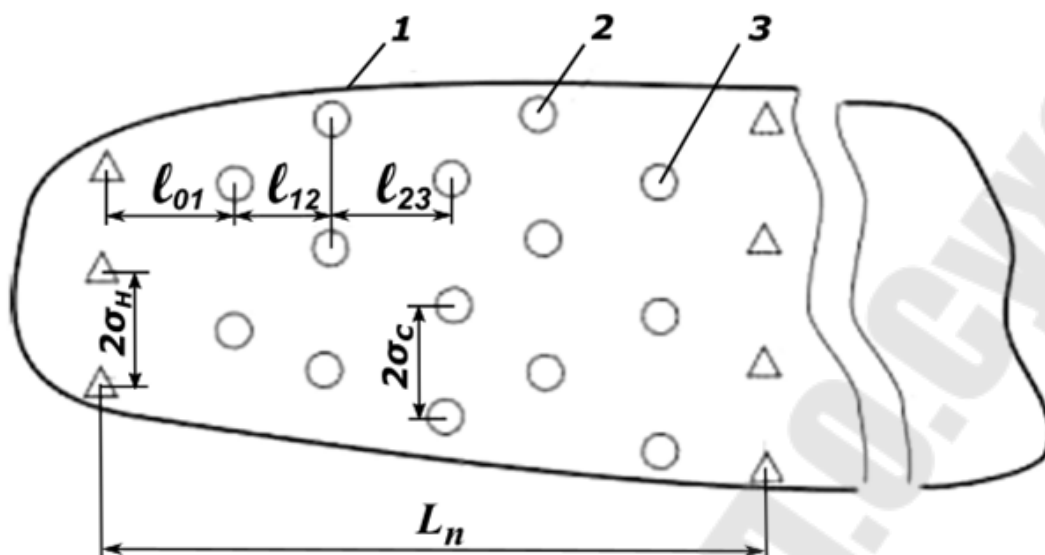


Рис. 1.7.7. Расположение скважин при пятирядной системе разработки

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

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

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, где необходимо усилить воздействие на пласт.

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-, пятиточечной (рис. 1.7.8, 1.7.9) системе заводнения параметр интенсивности равен 1:1. При прямой семиточечной – 1:2, т.е. на одну добывающую скважину приходится две нагнетательные скважины, девятиточечной – 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.

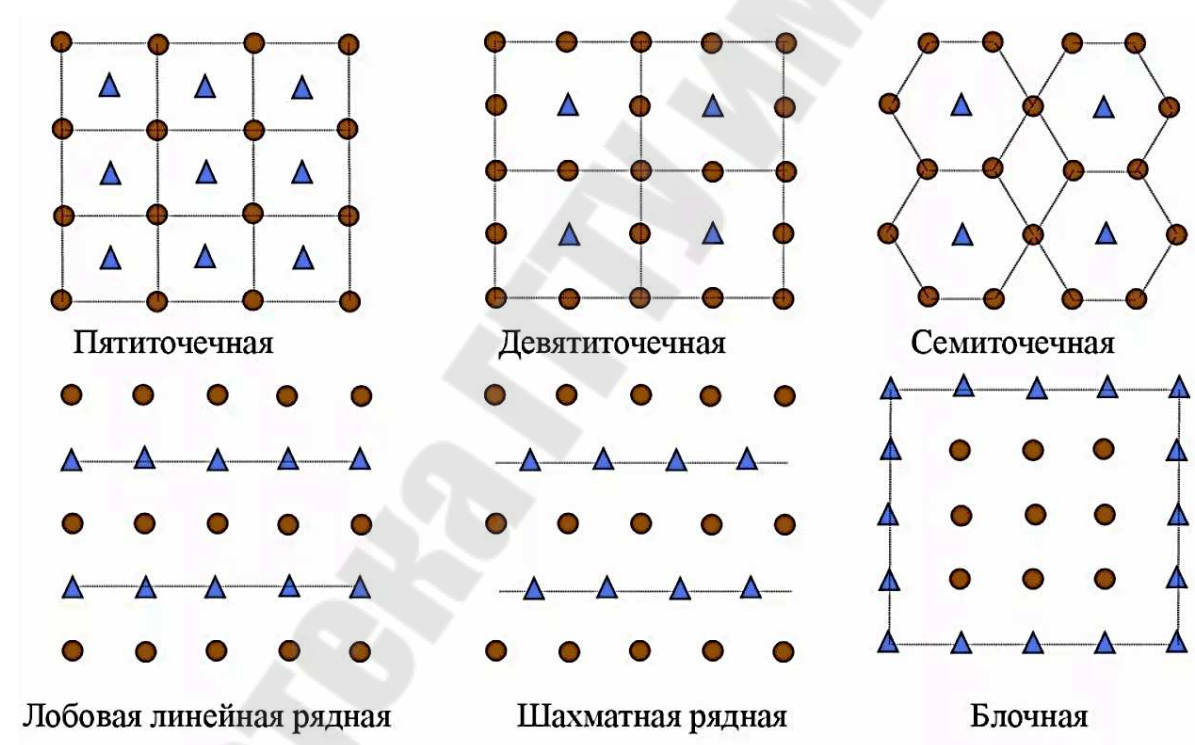


Рис. 1.7.8. Основные модели заводнения пластов

Линейная система (рис. 1.7.8, 1.7.9 д. ед.) – это однорядная система блокового заводнения. Причем, скважины могут размещаться как друг напротив друга (лобовая линейная рядная система), так и в шахматном порядке. Отношение нагнетательных и добывающих скважин в этом случае составляет 1:1.

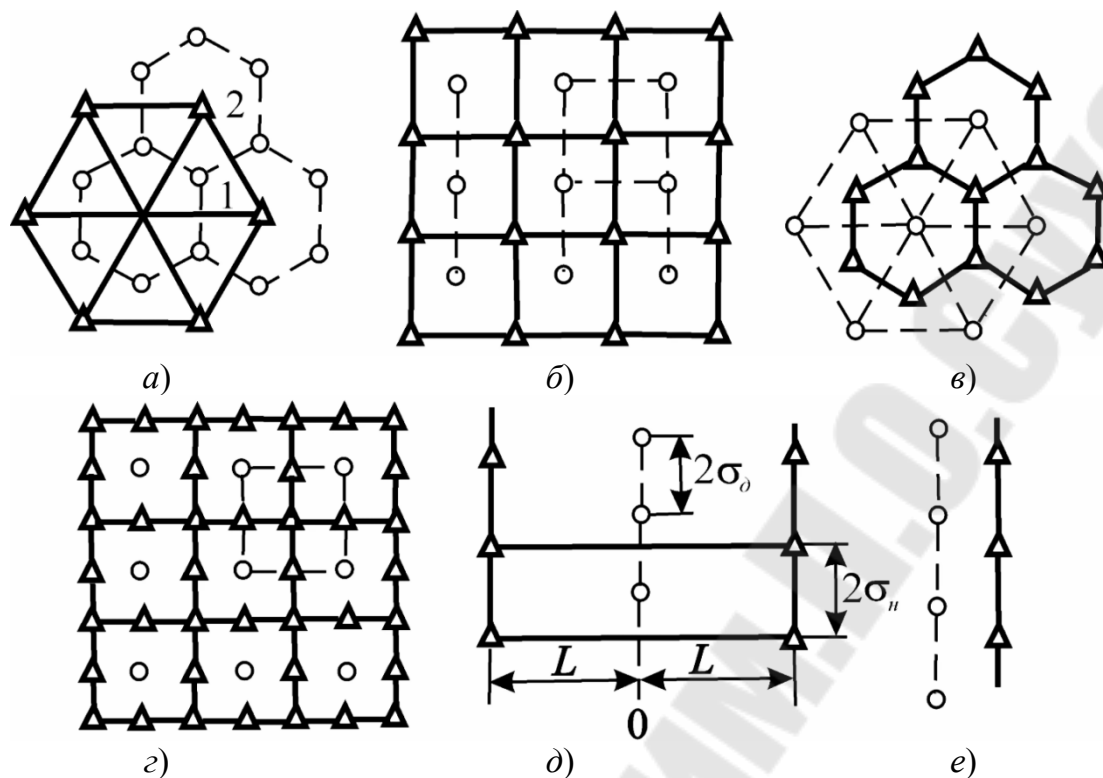


Рис. 1.7.9. Основные модели площадной организации системы ППД:
 а – четырехточечная; б – пятиточечная; в – семиточечная;
 г – девятиточечная; д, е – линейная

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.

На нефтяных месторождениях с большой площадью нефтеносности сетки добывающих скважин на залежи могут разрезаться на блоки заводнения с незамкнутыми (рис. 1.7.10) или замкнутыми рядами (рис. 1.7.11). Разрезание может быть через один, два, три и более рядов добывающих скважин. Система разрезания определяется геолого-физическими свойствами коллекторов, в частности, степенью изменчивости по площади и разрезу залежи (неоднородности).

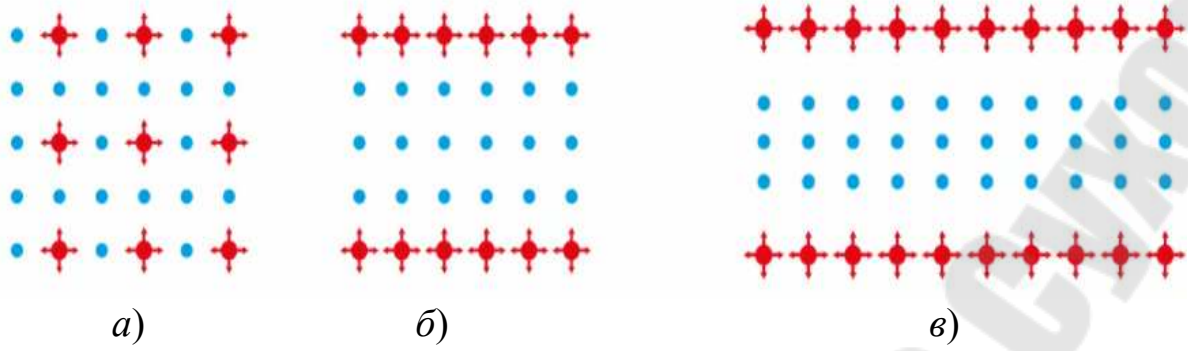


Рис. 1.7.10. Разрезание залежей на блоки заводнения:
а – через один ряд; б, в – через три ряда

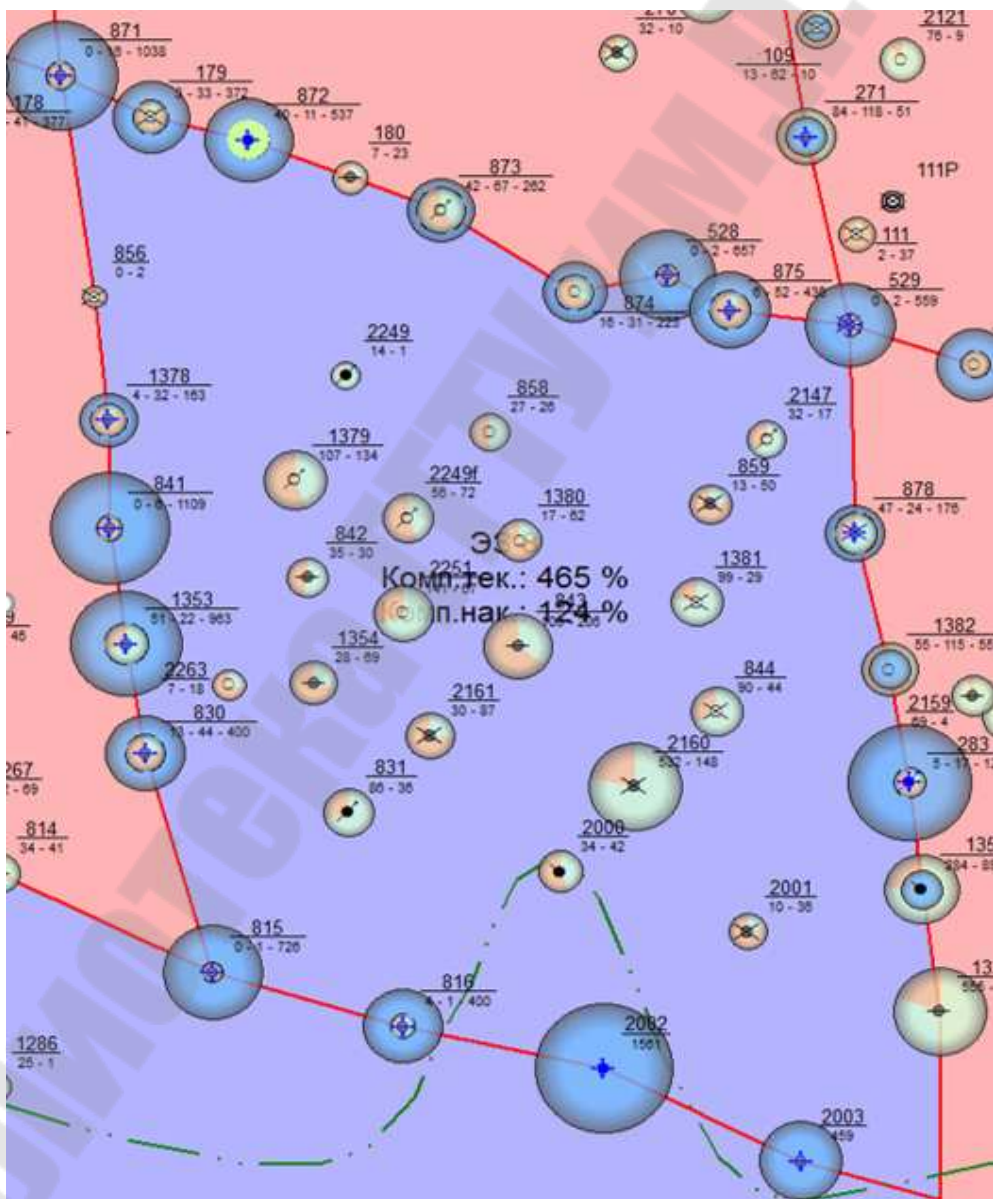


Рис. 1.7.11. Разрезание залежей на блоки заводнения:
замкнутый блок заводнения

1.8. Размещение скважин по площади газоносности месторождения (залежи) природных газов

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

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

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

- равномерное по квадратной или треугольной сетке (рис. 1.8.1);
- батарейное-кольцевое (рис. 1.8.2);
- линейное по «цепочке» (рис. 1.8.3);
- в сводовой части залежи (рис. 1.8.4);
- неравномерное (рис. 1.8.5).

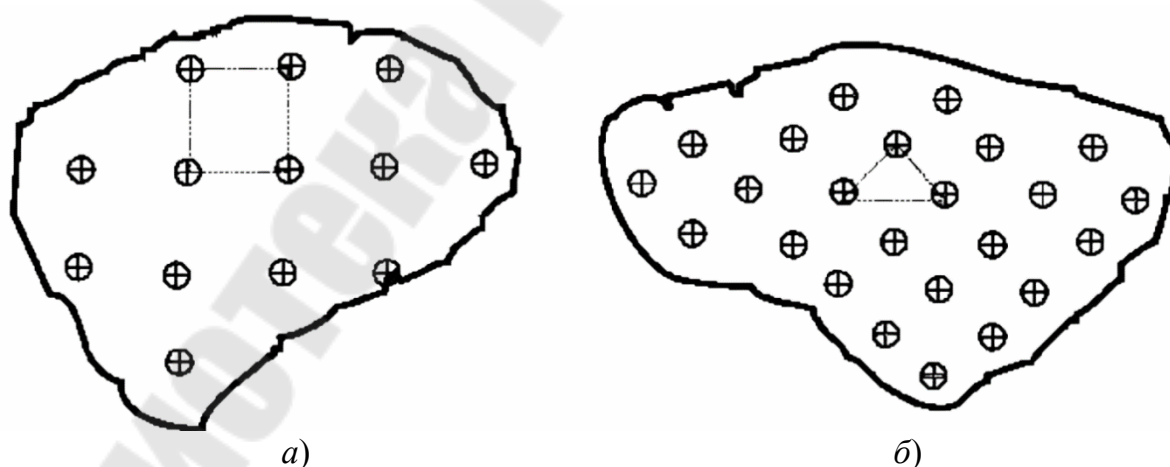


Рис. 1.8.1. Равномерное размещение скважин:
а – квадратная; б – треугольная

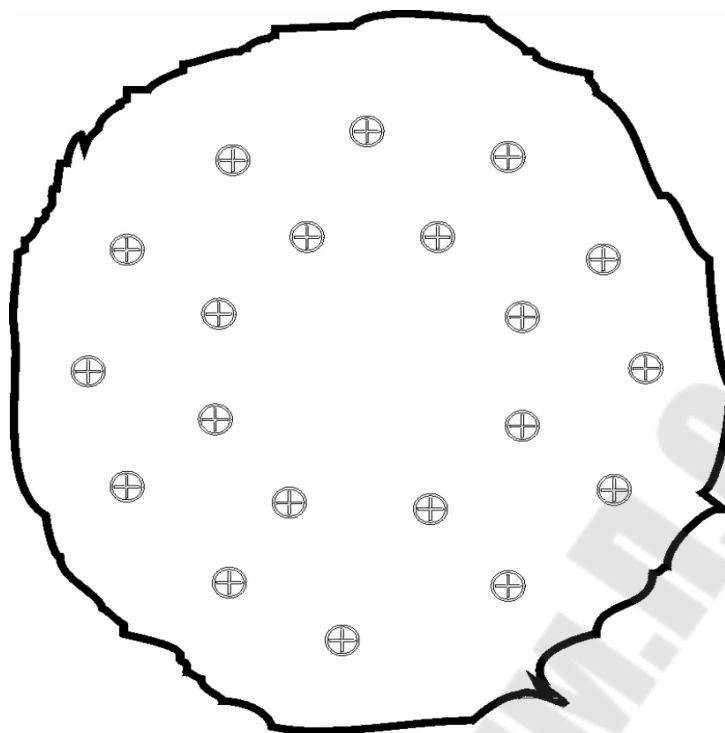


Рис. 1.8.2. Батарейно-кольцевое размещение скважин

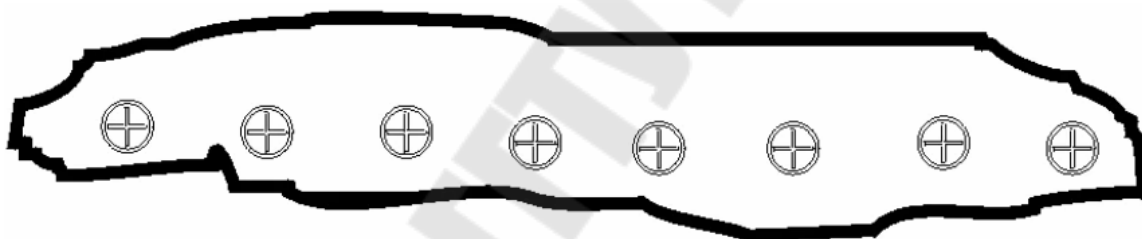


Рис. 1.8.3. Линейное размещение скважин

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

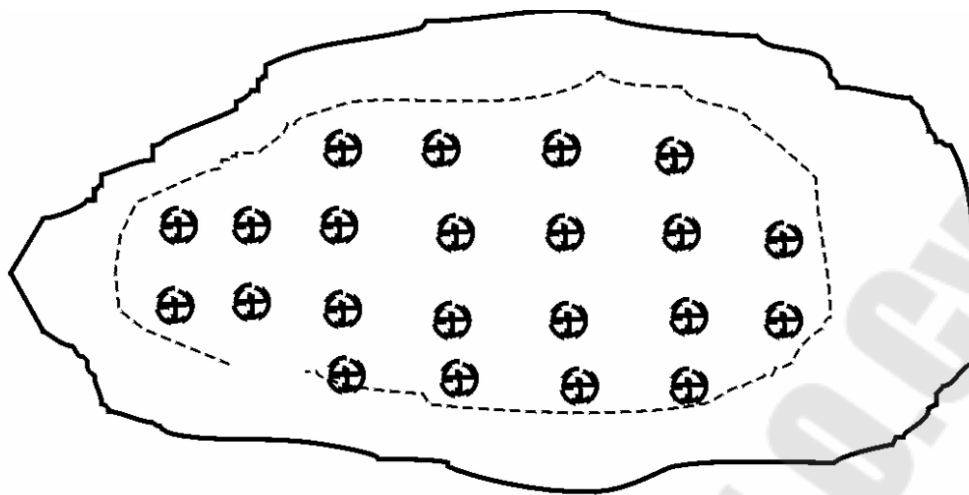


Рис. 1.8.4. Размещение скважин в сводовой части залежи

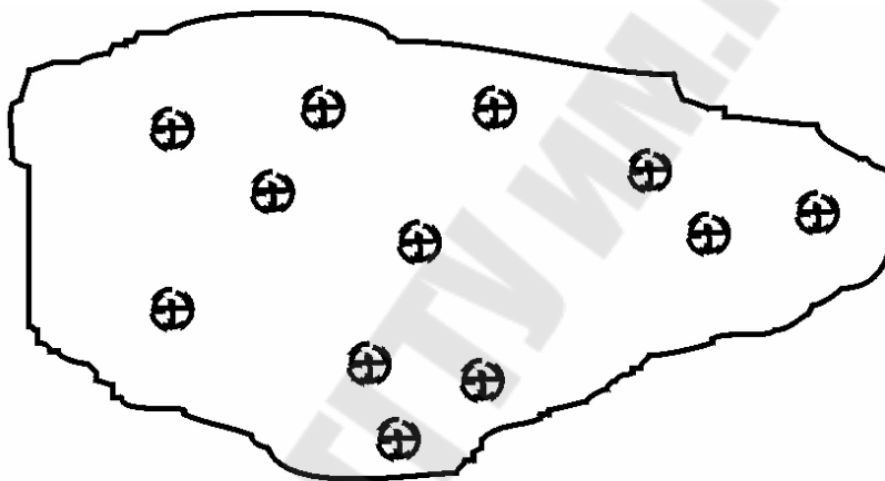


Рис. 1.8.5. Неравномерное размещение скважин

Системы размещения скважин по площади газоносности в виде кольцевых (рис. 1.8.2) или линейных (рис. 1.8.3) батарей широко применяют при разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем осуществления сайклинг-процесса (закачка газа) или закачки в пласт воды. На месторождениях природного газа, имеющих значительную площадь газоносности, батарейное размещение эксплуатационных скважин может быть обусловлено желанием обеспечить заданный температурный режим системы пласт-скважина-промысловые газосборные сети, например, в связи с возможным образованием гидратов природного газа.

При батарейном размещении скважин образуется местная воронка депрессии, что значительно сокращает период бескомпрессорной эксплуатации месторождения и срок использования естественной

энергии пласта для низкотемпературной сепарации газа. С другой стороны, в этом случае сокращается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

Линейное расположение скважин по площади газоносности (рис. 1.8.3) обуславливается, как правило, геометрией залежи. Оно обладает теми же преимуществами и недостатками, что и батарейное.

Размещение скважин в сводовой части залежи (рис. 1.8.4) может быть рекомендовано в случае, если газовая (газоконденсатная) залежь обладает водонапорным режимом и приурочена к однородному по коллекторским свойствам пласту.

На практике газовые и газоконденсатные залежи разрабатываются, как правило, при неравномерном расположении скважин по площади газоносности (рис. 1.8.5). Это обстоятельство обусловлено рядом организационно-технических и экономических причин.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.9. Приток жидкости и газа к скважинам

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет

широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Жидкость последовательно проходит через ряд поверхностей концентрически расположенных к поверхности пласта, причем площадь данных поверхностей падает по мере приближения к забою скважины (рис. 1.9.1).

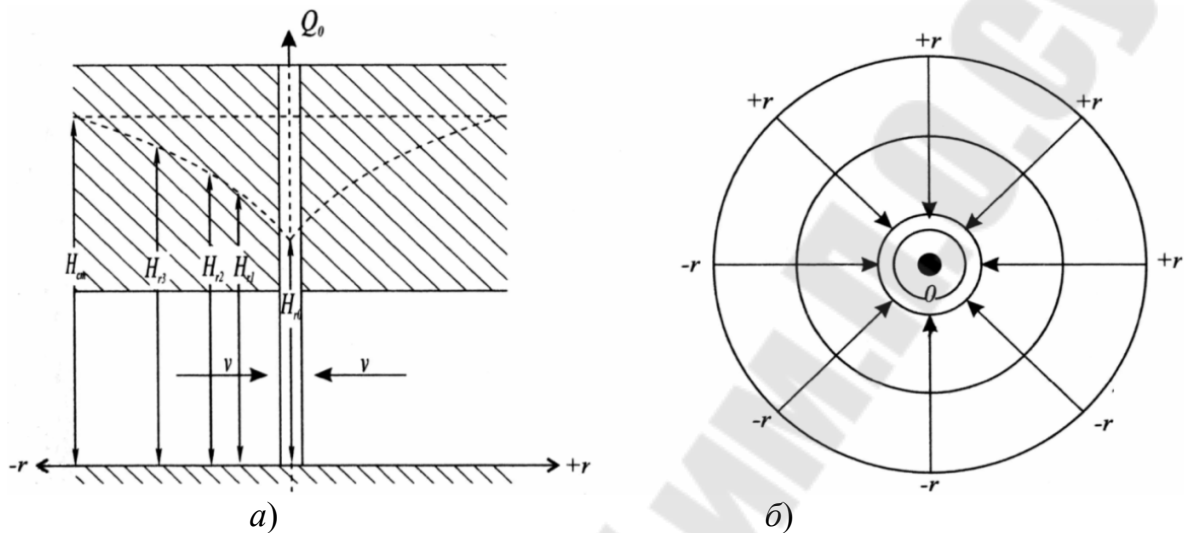


Рис. 1.9.1. Схема фильтрации жидкости к стволу скважины: а – в разрезе; б – в плане

При неизменной мощности пласта и его однородном строении скорость фильтрации движущейся к скважине жидкости при постоянном расходе непрерывно возрастает, достигая максимума на стенках скважины.

Для определения зависимости между дебитом скважины и перепадом давления вокруг нее используют законом линейной фильтрации Дарси, по которому скорость линейной фильтрации прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости фильтрующей жидкости.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$Q = -(k/\mu)dP/dr,$$

где k – проницаемость пласта; μ – динамическая вязкость; dP/dr – градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) оста-

нутя неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi rh$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h – действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация. Тогда

$$Q = -2\pi rh(k/\mu)dP/dr.$$

Проинтегрировав в пределах области фильтрации, т.е. от стенок скважины r_c с давлением P_c до внешней окружности R_k , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление P_k . Получим уравнение распределения давления вокруг ствола скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}.$$

Из этого уравнения следует, что функция $P(r)$ является логарифмической, т.е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии – слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Эта логарифмическая функция (линия изменения давления) показывает, что в процессе эксплуатации скважины вокруг нее образуется как бы воронка депрессии (рис. 1.9.2), в пределах которой градиент давления, а значит, и расходы энергии на единицу длины пути возрастают по мере приближения к скважине.

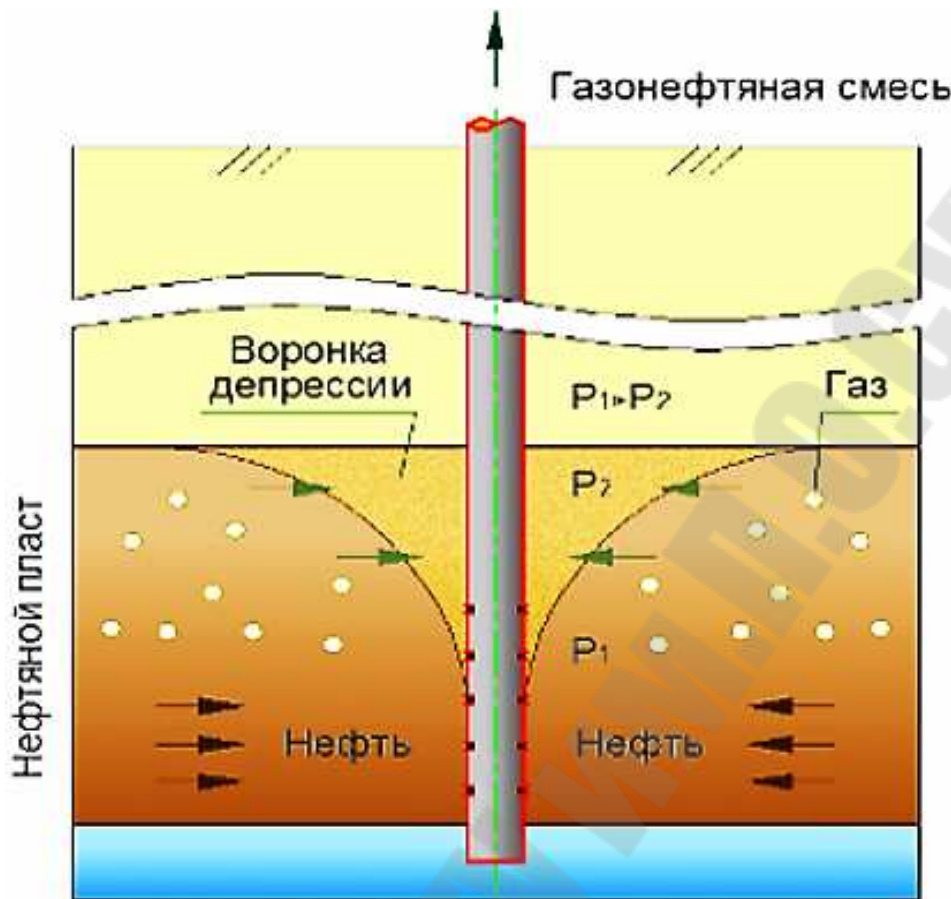


Рис. 1.9.2. Распределение давления вокруг ствола работающей скважины

Значительная часть общего перепада давления в пласте расходуется в непосредственной близости от скважины. По мере удаления от нее кривые градиентов давления выполаживаются вследствие резкого уменьшения скоростей фильтрации на далеких расстояниях от скважины. В этом случае дебит жидкости определяется по формуле:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}},$$

где $Q_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; k – проницаемость пласта, м^2 ; h – толщина пласта, м ; μ – динамическая вязкость жидкости, $\text{МПа}\cdot\text{с}$; $P_{\text{пл}}$ – давление на круговом контуре питания радиусом $R_{\text{к}}$, МПа ; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа ; $r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м .

Эта формула называется формулой Дюпюи.

Отношение дебита скважины к перепаду давления (депрессии) называется коэффициентом продуктивности скважины:

$$K = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}.$$

Для дебита газа используют формулу:

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

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

Глава 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

2.1. Понятие объекта разработки

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

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

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

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 горно-технических сооружений. В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения.

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

Чтобы лучше усвоить понятие объекта разработки, рассмотрим пример. Пусть имеем месторождение, разрез которого показан на рис. 2.1.1. Это месторождение имеет три пласта, отличающиеся толщиной, областями распространения насыщающих их углеводородов и геолого-физическими свойствами коллекторов. В таблице 2.1.1 приведены основные геолого-физические свойства пластов 1, 2 и 3, залегающих в пределах месторождения

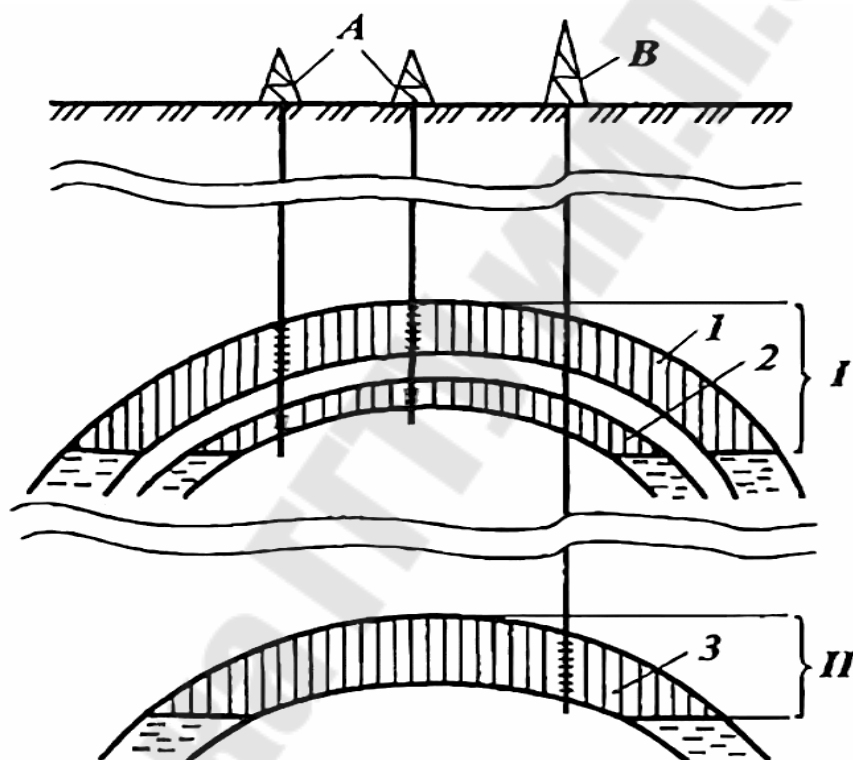


Рис. 2.1.1. Разрез многопластового нефтяного месторождения

Анализируя геолого-физические свойства пластов месторождения, можно утверждать, что на нем целесообразно выделить два объекта разработки, объединив пласты 1 и 2 в один объект разработки (объект I), а пласт 3 разрабатывать как отдельный объект (объект II).

Включение пластов 1 и 2 в один объект обусловлено тем, что они имеют близкие значения проницаемости и вязкости нефти и находятся на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали. К тому же извлекаемые запасы нефти в пласте 2 сравнительно невелики.

Таблица 2.1.1

**Геолого-физические свойства пластов месторождения,
изображенного на рис. 2.1.1**

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

Пласт 3 хотя и имеет меньшие по сравнению с пластом 1 извлекаемые запасы нефти, но содержит маловязкую нефть, которая находится в высокопроницаемом коллекторе. Следовательно, скважины, вскрывшие этот пласт, будут высокопродуктивными. Кроме того, если пласт 3, содержащий маловязкую нефть, можно разрабатывать с применением обычного заводнения, то при разработке пластов 1 и 2, характеризующихся высоковязкой нефтью, придется с начала разработки применять иную технологию, например, вытеснение нефти паром, растворами полиакриламида (загущенной вязкой водой) или при помощи внутрислоевого горения.

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

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

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

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

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

Фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов. Так, если в одном пласте имеется значительная газовая шап-

ка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один объект может оказаться нецелесообразным, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа.

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

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

Эксплуатационный фонд скважин. Природным источником сырья (нефти и газа) является залежь. Доступ в нее обеспечивается посредством множества скважин. Под **фондом скважин** понимается общее число нагнетательных и добывающих скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Фонд скважин подразделяется на **основной и резервный**. Под **основным фондом** понимают число скважин, необходимое для реализации запроектованной системы разработки. **Резервный фонд** планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт. Число скважин этого фонда зависит от неоднородности строения пласта, его прерывистости, особенностей применяемой технологии извлечения нефти из недр.

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

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

По назначению эксплуатационный фонд состоит из следующих категорий скважин:

– **добывающие скважины** имеют фонтанное, газлифтное или насосное оборудование и предназначены для добычи нефти, нефтяного газа и попутной воды;

– **нагнетательные скважины** (законтурные, приконтурные, внутриконтурные) предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа и других рабочих агентов;

– **специальные скважины** предназначены для добычи технической воды, сброса промышленных вод в поглощающие пласты, эксплуатации подземного хранения газа, контроля пластового давления и температуры.

Влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки должно быть сначала подвергнуто технологическому и технико-экономическому анализу, и только после него можно принимать решение о выделении объектов разработки на многопластовом месторождении.

2.2. Влияние сетки скважин на показатели разработки залежей

Сетка скважин – это взаимное размещение добывающих, нагнетательных, контрольных и других групп скважин на эксплуатационном объекте. Правильный выбор сетки скважин – важнейшее звено в обосновании рациональной системы разработки объекта. 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 $\text{га}/\text{скв.}$, $1 \text{ га} = 10000 \text{ м}^2$). 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 должна решаться комплексно с учетом геолого-физических свойств пластов и флюидов (вязкости нефти, проницаемости, толщины, глубины залегания пласта, его неоднородности, наличия связи между законтурной и внутриконтурной зонами, величины месторождения и др. характеристик), технологических (режима работы залежи, системы размещения скважин и расстояния между ними или плотности сетки, наличия закачиваемого агента), технических (наличия требуемого оборудования) и экономических факторов (стоимости проекта и цены на нефть внутри государства и при продаже зарубежным потребителям).

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

При более плотной сетке скважин наблюдается, с одной стороны, повышение таких показателей, как годовые отборы нефти, жидкости, темпов отбора, уменьшение продолжительности времени разработки и повышение КИН, с другой стороны – более быстрое обводнение продукции скважин и, самое главное, увеличение стоимости проекта.

По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки равномерные и равномерно-переменные (рядами). Равномерными называют сетки с одинаковым расстоянием между всеми скважинами. Их рекомендуют для залежей, скважины которых имеют ограниченный радиус действия из-за низкой проницаемости или высокой неоднородности продуктивных пластов, при повышенной вязкости нефти, для обширных нефтяных или подгазовых зон. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки. Равномерные сетки целесообразны также при использовании новых методов воздействия на пласт. Равномерные сетки делятся на квадратные

и треугольные (рис. 2.2.1). Квадратные сетки на нефтяных месторождениях используются сравнительно редко. Основное условие их применения – резкая изменчивость емкостных и фильтрационных свойств пласта, значительная его неоднородность. Применение квадратной сетки на таких месторождениях позволяет пробуренными добывающими скважинами проводить дальнейшее изучение залежи, ее неоднородности и на этой основе уплотнять сетку скважин, т.е. в конечном итоге переходить на треугольную. В настоящее время квадратные сетки широко применяют при разработке газовых залежей, что позволяет более равномерно дренировать залежь, обеспечить устойчивые дебиты газа и достичь максимальной газоотдачи.

Треугольные сетки при разработке нефтяных месторождений используют более широко. В этом случае площадь между скважинами дренируется более интенсивно, чем при квадратной сетке. Треугольная сетка может быть получена путем бурения дополнительных (резервных) скважин в центрах квадратов при разбурировании залежи на первом этапе по квадратной сетке.

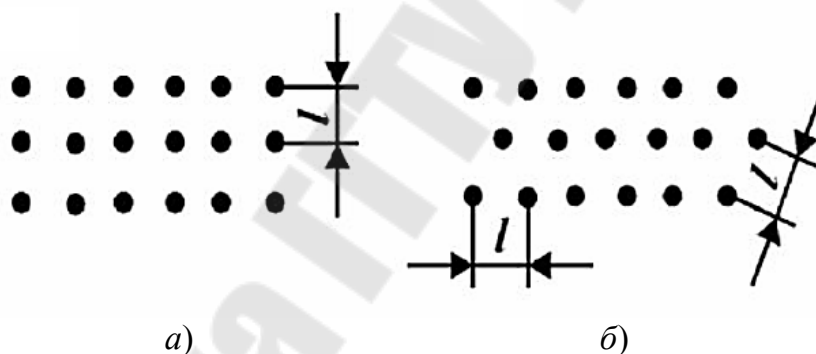


Рис. 2.2.1. Формы равномерных сеток скважин. Сетки скважин: а – квадратная, б – треугольная; l – расстояние между скважинами

Равномерно-переменными (рядными) называют сетки, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах (рис. 2.2.2). Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько больше его. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин.

В общем случае равномерно-переменные сетки при размещении добывающих и нагнетательных скважин параллельными рядами целесообразно применять на объектах с благоприятной геолого-

промысловой характеристикой, обладающих сравнительно высокой продуктивностью. Расположение скважин рядами обычно называют линейным.

Отмеченные системы размещения добывающих скважин, кроме того, группируют по взаимному расположению рядов, по степени их уплотнения, по темпу ввода рядов в эксплуатацию, по порядку ввода скважин в эксплуатацию, по методу воздействия на пласт.

К важнейшим показателям сетки основного фонда относится ее плотность, которая характеризуется расстояниями (м) между скважинами и между рядами, а также удельной площадью $S_{\text{осн}}$ на одну скважину (га/скв). Часто пользуются таким показателем, как плотность сетки скважин в зоне разбуривания. Она определяется как отношение площади зоны отбора нефти к числу пробуренных в ее пределах добывающих скважин.

На основании опыта разработки нефтяных залежей установлено, что для обеспечения при вытеснении нефти водой достаточно высокого нефтеизвлечения на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин, а впоследствии добуривать большее число резервных скважин.

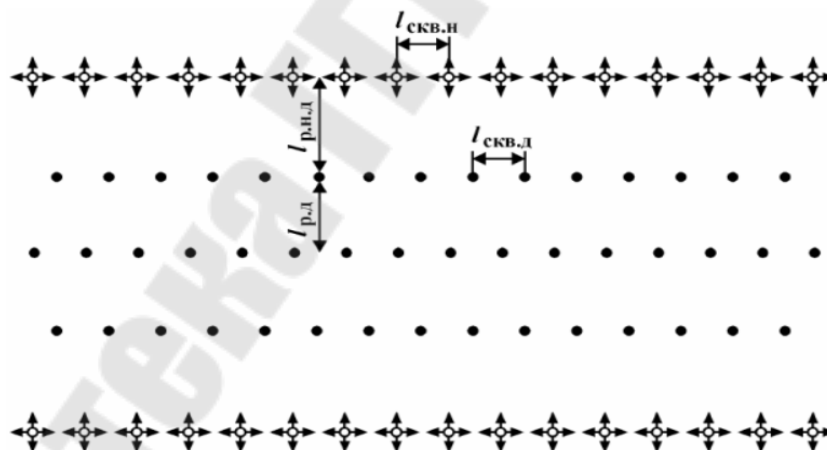


Рис. 2.2.2. Равномерно-переменная сетка скважин. Расстояния между скважинами: $l_{\text{скв.д}}$ – добывающими, $l_{\text{скв.н}}$ – нагнетательными; $l_{\text{р.н.д}}$ – расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин; $l_{\text{р.д}}$ – расстояние между рядами добывающих скважин

Ориентировочно можно дать следующие рекомендации по выбору плотности основной сетки для разных геологических условий. Сетки добывающих скважин плотностью 100–42 га/скв. (от 900×1000 м

до 600×700 м) целесообразно применять на залежах с особо благоприятной геолого-физической характеристикой: с низким соотношением вязкостей пластовой нефти и вытесняющей воды (1–5), с проницаемостью коллекторов более 0,4 мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта. Сетки добывающих скважин плотностью 30–36 га/скв (от 600×650 до 500×600 м) – для залежей пластового типа с благоприятной характеристикой: с низкой относительной вязкостью пластовой нефти и вытесняющей воды (1–5), с проницаемостью коллекторов в пределах 0,3–0,4 мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта. Сетки добывающих скважин плотностью 28–16 га/скв. (от 500×500 м до 400×400 м) следует применять на залежах нефти в геологически неоднородных пластах при соотношении вязкости нефти и воды (4–20) при средней проницаемости и повышенной неоднородности. Сетки плотностью менее 16 га/скв. (меньше 400×400 м) применяют на залежах с высокой степенью неоднородности продуктивных пластов или с низкой проницаемостью, а также на залежах с высокой относительной вязкостью нефти и воды (более 25). Сетки плотностью менее 16 га/скв. рекомендуются при использовании новых методов повышения нефтеизвлечения.

По плотности скважин на залежах различают:

– плотная сетка с плотностью от 1 до 12 га/скв., применяется в пластах с низкой проницаемостью при высокой неоднородности, при высокой вязкости нефти;

– средняя по плотности сетка с плотностью от 16 до 30 га/скв., применяется в пластах со средней проницаемостью, относительно однородных при средней вязкости нефти;

– редкая сетка скважин с плотностью от 32 га/скв. и выше, применяется в однородных пластах с высокой проницаемостью коллекторов и маловязкой нефтью.

Выбор оптимальной сетки скважин – одна из сложных проблем при проектировании разработки залежей. Как правило, задаются несколькими значениями сетки скважин, проводят гидродинамические расчеты по всем вариантам и только потом выбирают один оптимальный вариант.

2.3. 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 вытесняющего агента (воды, газа); обводненность добываемой продукции; процент отбора 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; давление закачки воды; 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 ($n_{тн}$) можно определить по формулам:

$$q_t = q_0 e^{-\frac{q_0}{Q_{ост}} t},$$

$$n_{тд} = n_{0д} e^{-\frac{t}{T_{од}}},$$

$$n_{тн} = n_{0н} e^{-\frac{t}{T_{он}}},$$

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; $Q_{ост}$ – остаточные извлекаемые запасы нефти; $n_{0д}$ и $n_{0н}$ – количество скважин на начало расчетного года, соответственно добы-

вающих 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 от начальных извлекаемых запасов $t_{\text{низ}}$ – отношение годовой добычи (q_t) к начальным извлекаемым запасам ($Q_{\text{низ}}$), %:

$$t_{\text{низ}} = q_t / Q_{\text{низ}}.$$

3. Годовой темп отбора нефти от остаточных (текущих) извлекаемых запасов $t_{\text{оиз}}$, % – 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):

$$t_{\text{оиз}} = q_t / Q_{\text{оиз}}.$$

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

$$t_{\text{нак}} = q_{t1} + q_{t2} + q_{t3} + \dots + q_{tm-1} + q_{tm}.$$

5. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов C_0 – отношение накопленного отбора нефти к начальным извлекаемым запасам), %:

$$C_0 = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{оиз}}.$$

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

$$\text{КИН} = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{балл}}.$$

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

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

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

$$W = q_{\text{в}} / q_{\text{ж}}.$$

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

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

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

$$K_{\text{Г}} = q_{\text{зак}} / q_{\text{ж}}.$$

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

$$K_{\text{нак}} = Q_{\text{зак}} / Q_{\text{ж}}.$$

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

$$q_{\text{газ}} = q_{\text{т}} / \Gamma_{\text{ф}}.$$

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

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

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:

$$q_{\text{скв.д}} = q_{\text{т}} / (n_{\text{доб}} T_{\text{Г}} K_{\text{э.д}}),$$

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, как правило принимается 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:

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

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:

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

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 2-й год разработки имеет тенденцию к снижению, если накопленная компенсация $K_{\text{нак}}$ менее 100 %, т.е. $P_{\text{пл } t} \leq P_{\text{пл н}}$; если накопленная компенсация в пределах от 100 до 120 %, то пластовое давление близко или равно начальному $P_{\text{пл } t} = P_{\text{пл н}}$; если накопленная компенсация более 120 %, то пластовое давление имеет тенденцию к увеличению и может быть выше начального $P_{\text{пл } t} \geq P_{\text{пл н}}$.

2.4. Стадии разработки залежей нефти

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

Первая стадия (рис. 2.4.1) – освоение эксплуатационного объекта – характеризуется ростом текущей добычи нефти до максимального уровня, увеличением действующего фонда скважин (до 0,6–0,8 от максимального); снижением пластового давления, незначительной обводненностью добываемой продукции. Продолжительность первой стадии – до 4–5 лет. Резкий перелом кривой текущих отборов нефти в сторону ее выволаживания (выравнивания) свидетельствует об окончании первой стадии. Коэффициент извлечения нефти на первой стадии может достигать 10 %.

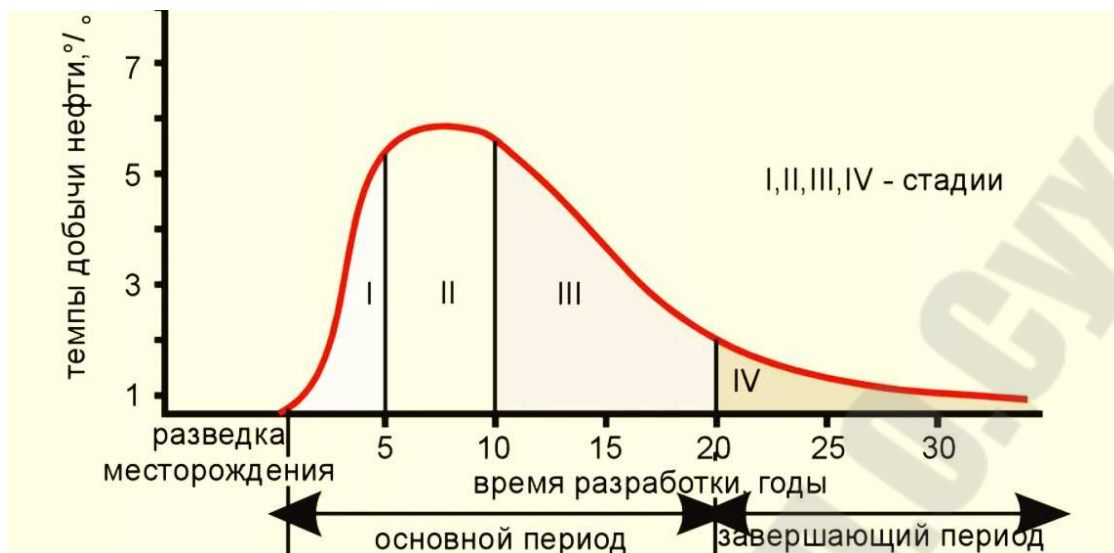


Рис. 2.4.1. Периоды и стадии разработки нефтяного объекта

Вторая стадия соответствует наиболее высокому годовому уровню добычи нефти, сохраняющемуся в течение некоторого времени (от 1–2 до 5–7 лет, иногда более длительные сроки). 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» максимальной годовой добычи нефти – 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 обводненностью добываемой продукции (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 20–30 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 5–25 % извлекаемых запасов нефти.

Примерные характеристики показателей разработки нефтяного месторождения на конец каждой стадии приведены в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

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

На рис. 2.4.2 приведена динамика фактических показателей разработки одного из месторождений. Из рисунка видно, что I стадия разработки охватывает 1970–1977 гг., II стадия – 1978–1980 гг., III стадия длится с 1981 г. по 1993 г. Далее наблюдается длительный период IV, заключительной стадии разработки.

На рис. 2.4.3 приведена динамика темпов добычи нефти на залежах в соответствии с современными представлениями о стадийности разработки нефтяных месторождений. Основное отличие от стадийности разработки залежей, приведенной на рис. 2.4.1 заключается в темпах отборов нефти на IV стадии разработки. Это отличие связано с тем, что на IV стадии начинают широко внедряться новые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов II, III, IV, V и т.д. поколений. Каждое из поколений МУН подбирается и адаптируется к фактическим текущим на тот или иной период IV стадии разработки геолого-физическим условиям залежей. После адаптации, при последующем широком внедрении, технологии позволяют увеличить объемы и темпы добычи нефти. Однако постоянное внедрение одних и тех же технологий приводит к постепенному снижению их технологической эффективности, так как по мере выработки запасов изменяются геолого-физические характеристики залежей: пластовые давления, характер насыщения и фальность коллекторов как по площади, так и по разрезу, их фазовая проницаемость, состав и свойства нефтей, пластовых и закачиваемых вод и пр. характеристики. Поэтому к изменившимся геолого-физическим условиям вновь необходимо подбирать и адаптировать следующее поколение МУН. Таким образом можно значительно продлить длительность IV стадии разработки залежей, постоянно поддерживать высокие темпы и уровни добычи нефти, значительно повысить конечную нефтеотдачу пластов, доводя ее до 60–70 % и выше.

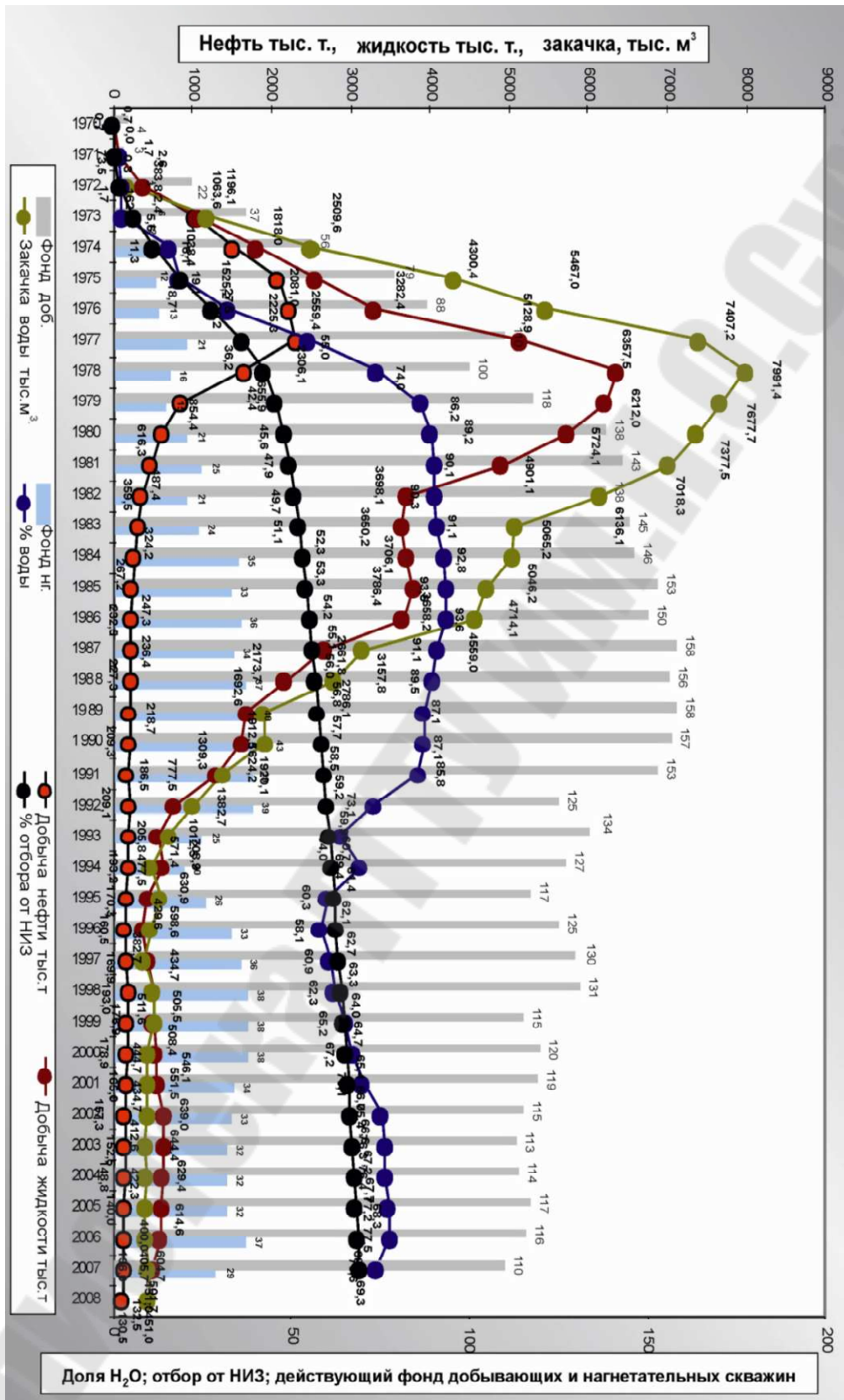


Рис. 2.4.2. Динамика показателей разработки нефтяного месторождения

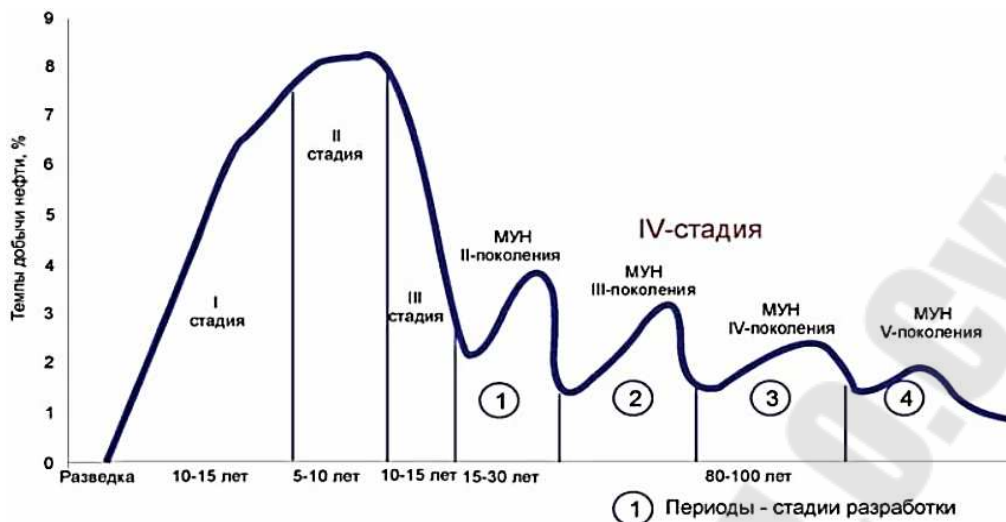


Рис. 2.4.3. Современное представление о стадийности разработки нефтяных месторождений

2.5. Рациональная система 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 рациональная система разработки 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 добычи и повышения нефтеотдачи пластов.

Рациональная система разработки должна обеспечивать возможность длительной эксплуатации обводненных скважин с различ-

ными дебитами на разных этапах обводнения, с проведением всего цикла работ с обводненными скважинами. Каждый участок залежи должен разрабатываться и извлекать запасы нефти теми скважинами, которые на нем расположены. Перенос фронта нагнетания возможен, но только после полного завершения разработки обводняющейся части залежи. Форсированный отбор жидкости из неоднородных 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 по всей площади, исключая выборочную отработку запасов;

б) оптимальный уровень забойных давлений добывающих скважин, исключая возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за эксплуатационной колонной, прорывы вытесняющего агента от зоны нагнетания к зоне отборов по наиболее проницаемым пропласткам;

в) заданные давления на линии нагнетания или на устье нагнетательных скважин, исключая большие перепады давления между линией нагнетания и зоной отборов;

г) предусмотренные проектным документом способы эксплуатации скважин;

д) запроектированные мероприятия по регулированию разработки (отключение высокообводненных скважин, перенос фронта нагнетания, нестационарное воздействие, внедрение технологий ПНП);

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 газовойодяной репрессии на пласт).

и) наиболее рациональное и эффективное использование естественной пластовой энергии;

к) сочетание рационального использования естественной пластовой энергии с применением методов увеличения добычи нефти и нефтеотдачи пластов с целью более полного извлечения нефти из пласта при наименьших сроках разработки месторождения и при минимальных капиталовложениях.

Рациональная система разработки тесно связана с конкретными геологическими, техническими и экономическими условиями, то есть должна находиться в соответствии с конкретными техническими возможностями бурения и эксплуатации скважин, освоения нагнетательных скважин и закачки в них воды. Эти технические возможности с развитием нефтяной промышленности меняются, поэтому не может быть единой стандартной системы, пригодной для всяких условий и периодов времени. Наряду с этим система разработки, рациональная для одного периода разработки залежи, может стать нерациональной для другого. Чтобы правильно определить рациональную систему разработки, необходимо хорошо разведать и изучить каждое нефтяное месторождение. Детали геологического строения нефтяной залежи выясняются в процессе массового бурения эксплуатационных скважин. В связи с этим основной обязанностью специалистов, управляющих разработкой месторождений, является своевременное уточнения по мере бурения эксплуатационных скважин всех сведений, характеризующих геологическое строение и физические свойства нефтяной залежи. В случае сильного расхождения с начальными представлениями о строении необходимо вносить соответствующие исправления в технологию разработки залежей.

При заданном плане изменения добычи нефти на месторождении рациональная система разработки обосновывается по минимуму приведенных затрат. При отсутствии планового задания проводится анализ различных вариантов разработки. В качестве рационального выбирают вариант, так же обеспечивающий минимальные приведенные затраты за определенный период оптимизации. Считается целесообразным принимать 15-летний период оптимизации, на который, как правило, составляют научно обоснованные прогнозы развития народного хозяйства. Однако рассматриваемые варианты характеризуются также различными накопленными отборами нефти (коэффициентами нефтеотдачи) при разных сроках разработки.

Поскольку рациональный вариант может иметь промежуточное значение среди расчетных, то для его нахождения необходимо построить график зависимости приведенных затрат от плотности сетки скважин и определить минимальную точку. Для определения экономически обоснованного коэффициента нефтеотдачи строят зависимость себестоимости добычи 1 т нефти от накопленной добычи (дифференцированием графика эксплуатационные расходы – накопленная добыча нефти). Отношение накопленной добычи нефти к балансовым

запасам, когда себестоимость достигает предельной себестоимости, характеризует экономически обоснованный коэффициент нефтеотдачи. Этой накопленной добыче соответствует экономически обоснованный срок разработки.

Предельную себестоимость можно принять, например, с учетом мировых цен на нефть. Значению предельной себестоимости соответствует такая себестоимость добычи нефти, при которой наступает предел экономической рентабельности добычи нефти или, другими словами, при установленных замыкающих затратах текущий народнохозяйственный эффект от добычи 1 т нефти становится равным нулю. Народнохозяйственным эффектом называют прибыль (превышение доходов над расходами), которую получает предприятие и государство от добычи нефти. Накопленный народнохозяйственный эффект при этом достигает максимального значения.

Определив по всем расчетным вариантам максимальные экономические эффекты за весь срок разработки, а также определив сами сроки разработки и максимальные темпы отбора, выбирают рациональный вариант и систему разработки.

2.6. 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: ограниченный минимум 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 данно-

го метода прогноза. Извлекаемые запасы нефти определяются по характеристикам вытеснения непосредственно, т.е. без предварительного знания 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 – $Q_{тн}^*$, $Q_{тв}^*$, $Q_{тж}$, $W_t = Q_{вт}/Q_{нт}$, накопленными с начала разработки соответственно добычей нефти, воды, жидкости, водонефтяным фактором на ряд фиксированных дат t . Это так называемые **интегральные** показатели.

Текущие – $q_{нт}$, $q_{вт}$, $q_{жт}$, $f_{вт}$ (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), баз данных исходной информации по месторождениям, МЭРам.

Существует большое количество связей между характеристиками вытеснения. Это связано с необходимостью получения уравнений 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:

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

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

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

$$\text{М.И. Максимов} - Q_H = f(\ln Q_B);$$

$$\text{С.Н. Назаров} - \frac{Q_B}{Q_H} = f(Q_B);$$

$$\text{А.М. Говоров} - \ln(Q_H) = f(\ln Q_B);$$

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

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

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

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

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

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

$$\text{Г.Г. Мовмыга} - Q_H = f\left(\frac{q_H}{q_{\text{ж}}}\right);$$

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

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

2.7. Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений

В процессе разработки пластовое давление, а вместе с ним и текущая и суммарная годовая добыча нефти изменяется. Задачами контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений являются: выполнение утвержденных технологических режимов работы скважин (депрессия на пласт, объемов отбора нефти и нефтяного газа, давления на забое и устье скважины и др. параметров); 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. Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий с равными значениями динамического пластового давления (изобар) на определенную дату (рис. 2.7.1). Как правило, карты изобар строят один раз в квартал или в полгода. Пластовое давление в отдельных скважинах определяется их расстановкой, распределением проницаемости по площади и 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 изобар. Кроме того, выделяют специальные скважины – пьезометрические. Обычно это скважины из числа разведочных, попавших в законтурную (водяную) 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.

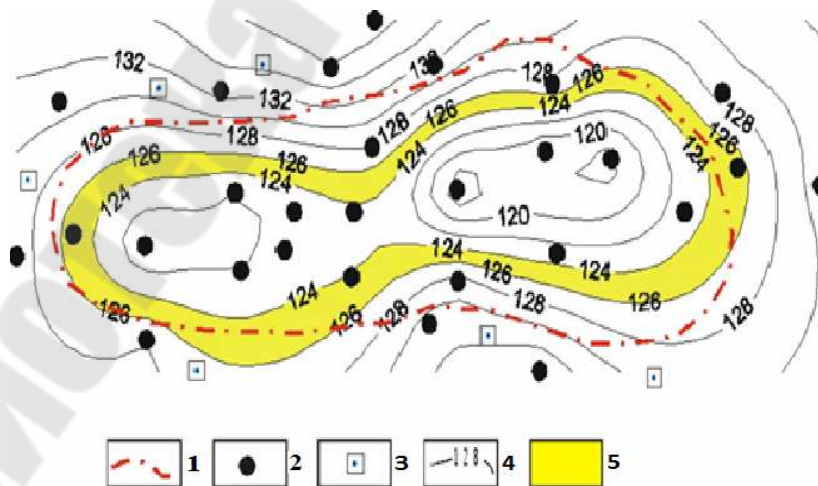


Рис. 2.7.1. Карта изобар: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины; 3 – законтурные пьезометрические скважины; 4 – линии равных давлений (изобары), атм; 5 – элемент залежи между соседними изобарами с давлениями 124 и 126 ат

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 немислимо без систематических исследований скважин на приток жидкости в условиях установившихся и неуставившихся отборов (метод восстановления давления).

Для более точного регулирования закачки воды необходимо знать количество отбираемой и закачиваемой жидкости раздельно в каждый пласт. В добывающих скважинах количество добываемой жидкости по интервально можно установить с помощью специального прибора – глубинного дебитомера. В нагнетательных скважинах – глубинным расходомерами.

По результатам этих исследований составляются профили приемистости (рис. 2.7.2) или отдачи (рис. 2.7.3) соответственно по нагнетательным и добывающим скважинам. Они показывают какие интервалы принимают воду в нагнетательных и какие отдают пластовый флюид в добывающих скважинах. 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.

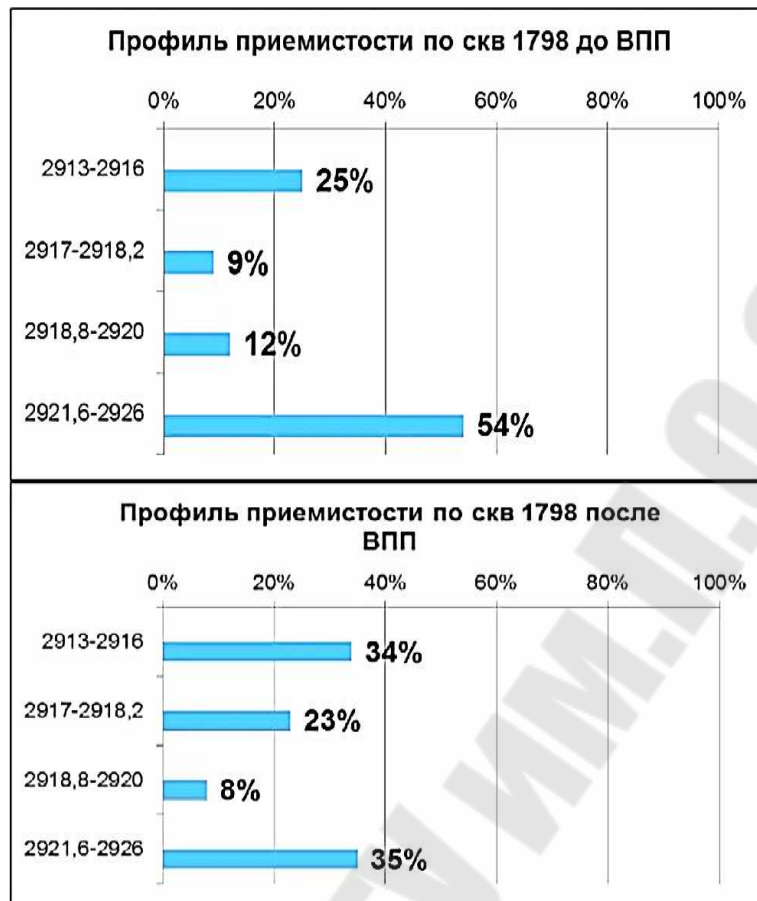


Рис. 2.7.2. Профиль приемистости скважины до проведения работ по выравниванию профиля приемистости и после

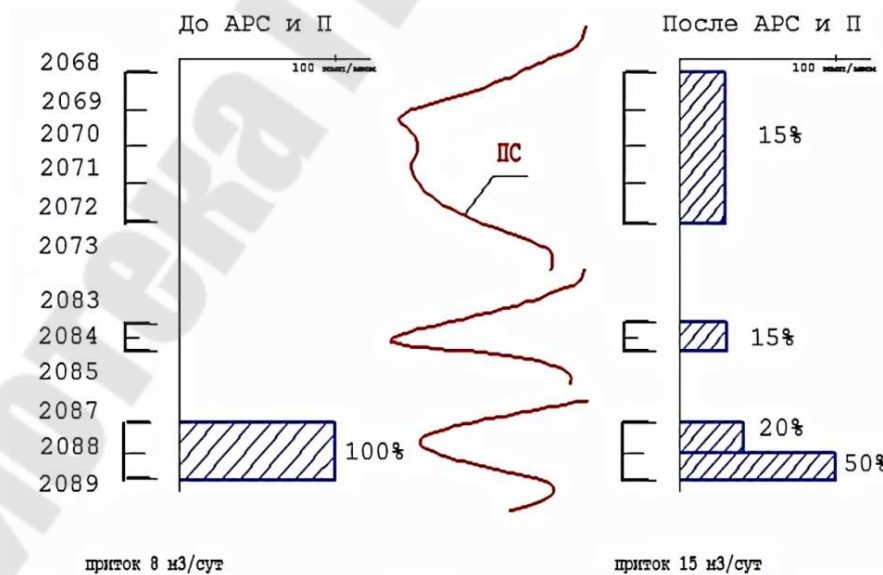


Рис. 2.7.3. Профиль притока в добывающей скважине до и после воздействия на околоствольную зону пласта

2.8. Регулирование разработки залежей нефти

В процессе разработки нефтяного пласта геолого-физические свойства его и 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 нефтенасыщенности, изменению фильности пласта и фазовой проницаемости для нефти и воды, снижению добычи нефти. Сильно снижаются дебиты скважин и общая добыча нефти при прорывах воды от нагнетательных скважин, 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 и рентабельность добычи, сильно обводнившиеся и загазовавшиеся скважины выключают из эксплуатации и взамен них, 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 при минимальных затратах. 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 (параллельно 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.

2.9. Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях

Основные характеристики периодов (стадий) разработки нефтяного месторождения (залежи) приведены в параграфе 2.4.

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 добываемой продукции большую часть занимает вода (обводненность доходит до 70–80 % и выше), остановка добывающих скважин в связи с высоким содержанием воды в продукции добываемых скважин (98–99 %);

- снижаются дебиты скважин и общая добыча нефти, годовые темпы отбора нефти составляют 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 внедрение технологий, направленных на 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. 2.9.1);
 - выравнивание профилей приемистости и отдачи в скважинах;
 - изменение направлений фильтрационных потоков;
 - перевод скважин с других горизонтов и другие мероприятия.

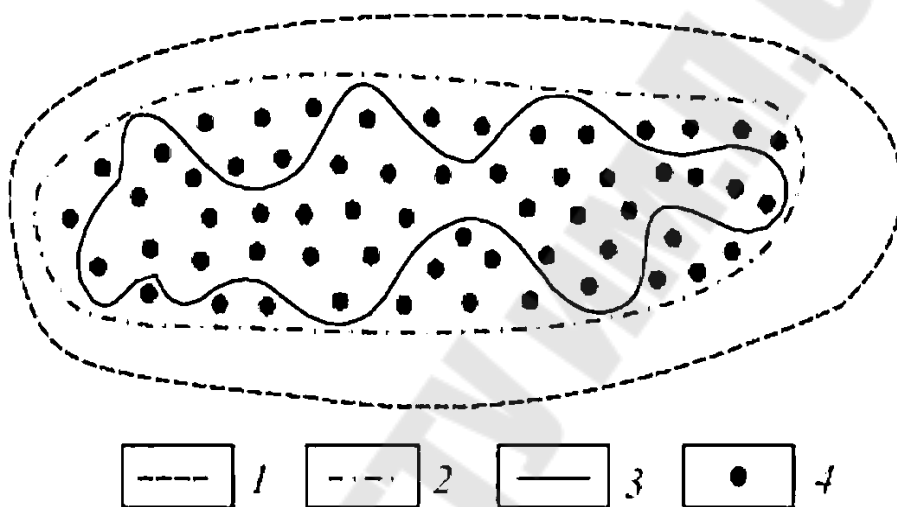


Рис. 2.9.1. Образование «языков обводнения»: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – линии обводнения залежи; 4 – скважины

Глава 3. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1. Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения

На начальном этапе сведения о месторождении получают по данным сейсморазведочных работ, бурения поисковых и разведочных скважин. 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;
- авторские надзоры за выполнением технологических схем и проектов 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.

3.2. 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 ПТД 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) предназначены 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.

3.3. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений

Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений (ОПЭ) проводится для получения исходных данных, необходимых для составления проектных документов на разработку и промышленное 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 добывных 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.

3.4. 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 Госпромнадзором РБ.

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, максимальные уровни 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, приемистости нагнетательных скважин по воде; рациональных депрессий и репрессий на пласт;
 - 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.

3.5. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения

Технологическая схема разработки нефтяных месторождений является одним из основных проектных документов, по которым разрабатывается большинство месторождений (до 70 %). Технологические схемы разработки составляются для запасов категорий А, В, C_1 и C_2 .

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 разработки месторождения. Технико-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, керна 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 С2), 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 от 10–25 до 30 % от основного фонда скважин в зависимости от изученности объекта, прерывистости пластов, плотности сетки основного фонда и т.д.

3.6. 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 (доразработки) рекомендуется приводить дополнительные материалы, отражающие: структуру остаточных запасов нефти; показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов; обоснование бурения дополнитель-

ных 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 % от основного фонда.

Если в технологических схемах рассматриваются три–пять вариантов разработки, то в проектах разработки – два–три варианта. Первый – существующий, при сложившейся системе разработки, во втором (третьем) рассматриваются мероприятия по ее улучшению, с применением новых методов, новых технологий, предусматривающих дополнительное воздействие, внедрение геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта и в целом на залежь. Приводится экономическое обоснование вариантов разработки.

3.7. 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–три 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 промышленной 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.

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

Авторский надзор ведут авторы проектных документов по разработке нефтяных месторождений. В Российской Федерации – это, как правило, территориальные научно-исследовательские и проектные институты нефтяной промышленности (НИПИнефть), в Белоруссии – это БелНИПИнефть. В авторском надзоре также рассматриваются два варианта разработки. В Республике Беларусь авторский надзор выполняется согласно СТП 09100.17015.223-2021 Составление авторского надзора за выполнением технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утвер-

жден и введен в действие Приказом РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» № 288 14.04.2021» и «ГОСТ Р 56540-2015 Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений».

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 рекомендации, 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.

3.9. 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 в Белоруссии регламентируется «Кодексом Республики Беларусь о Недрах», в Российской Федерации – «Правилами охраны недр». Эти правила разработаны с учетом требований «Закона РФ «О недрах», «Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Правил организации и осуществления 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 Госпромнадзор Республики Беларусь и Росгортехнадзор Российской Федерации и их 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 хозяйст-

венных 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 реализовываться 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.

3.10. Структура (содержание) проектного документа

Проектный документ включает в том или ином объеме в зависимости от объекта, стадии разработки следующие основные разделы.

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

2 СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И УЧАСТКА НЕДР, ПРЕДОСТАВЛЕННОГО В ПОЛЬЗОВАНИЕ

2.1. Основные этапы геолого-геофизических работ

2.2. Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение

2.3. Отбор и исследование керна

2.4. Геофизические исследования скважин в процессе бурения

2.5. Промыслово-геофизические исследования

2.6. Гидродинамические исследования скважин

2.7. Лабораторные исследования пластовых флюидов

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

- 3.1. Геологическое строение месторождения
 - 3.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения
 - 3.1.2. Тектоника
 - 3.1.3. Газонефтеносность месторождения
 - 3.1.4. Толщины продуктивных пластов
- 3.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пород
 - 3.2.1. Результаты исследования керна
 - 3.2.2. Гидродинамические исследования
 - 3.2.3. Физико-химическая характеристика пластовых вод
- 3.3. Свойства и состав пластовых флюидов
- 3.4. Запасы нефти, газа и конденсата
- 4. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
 - 4.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения
 - 4.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом
 - 4.2.1. Анализ структуры фонда скважин
 - 4.2.2. Анализ текущего состояния разработки
 - 4.2.3. Пластовое давление в зонах отбора и закачки. Температура пласта
 - 4.2.4. Анализ выработки запасов нефти, газа и конденсата
 - 4.3. Цифровые модели месторождения
- 5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
 - 5.1. Обоснование выбора эксплуатационных объектов
 - 5.2. Обоснование вариантов разработки
 - 5.2.1. Обоснование способов воздействия на пласт и методов ППД
 - 5.2.2. Выбор рабочих агентов для воздействия на пласт и ППД
 - 5.2.3. Выбор расчетных вариантов разработки
 - 5.2.4. Технологические показатели разработки месторождения
 - 5.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр
 - 5.4. Период пробной эксплуатации. Обоснование выбора первоочередных скважин на период пробной эксплуатации
- 6. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ/ГАЗА И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ/ГАЗОТДАЧИ/КОНДЕНСАТОТДАЧИ ПЛАСТОВ
- 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ
- 8. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, производство буровых работ, геофизические и геолого-технологические исследования скважин,

методы вскрытия пластов и освоения скважин

9. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

10. КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТО-
РОЖДЕНИЯ

11. ПРОГРАММА ДОРАЗВЕДКИ И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ
РАБОТ

12. ОХРАНА НЕДР

13. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОТЕРЬ УВС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Список литературы

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. Копия Лицензии и Лицензионного соглашения

2. Копия Технического задания на выполнение работы

3. Протоколы защиты последнего проектного документа на
ТЭС РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в
Республике Беларусь или на ЦКР «Роснедра» в Российской
Федерации.

4. Электронные приложения – на электронных носителях
(текст, графика, модель)

5. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

При составлении проектного документа уже во введении
ставятся основные проблемы, присущие разработке данного место-
рождения:

– появилась новая геологическая информация, вследствие чего
запасы нефти/газа/конденсата увеличились или уменьшились.

– получена новая промысловая информация, вследствие чего
дебиты/добыча нефти/газа/конденсата увеличились или уменьшились.

– имеются особые условия (сезонность, кризис и др.), вслед-
ствие чего выполнение лицензионных условий и проектных решений
замедляется или задерживается на некоторое время.

По большому счету рассматривается одна основная проблема:
добыча нефти либо слишком большая, либо слишком маленькая.
Имеются значительные отклонения по добыче, запланированные в
последнем проектном документе. Все остальные проблемы подчиненные.

Формулируется основная причина (или причины) возникших
проблем:

– геологическая;

– технологическая или техническая;

– организационно-экономическая.

Проектный документ должен отвечать на следующие вопросы:

1. Каков объем начальных и текущих (остаточных) запасов нефти и газа? Какова их структура по площади и по разрезу? Завышены запасы, занижены или оценены достоверно?

2. Соответствует ли система разработки текущей (остаточной) структуре запасов? Обеспечиваются ли отборы жидкости, нефти, компенсация закачкой, пластовые давления, способы отбора жидкости?

3. Соответствуют ли способы добычи продуктивности? Оптимальны ли режимы?

4. Каковы предложения по совершенствованию системы разработки:

– увеличение или ограничение отборов жидкости;

– совершенствование системы ППД;

– дальнейшее бурение и другие ГТМ.

5. Какой объем ГТМ реализуется? Какой объем ГТМ рекомендуется на перспективу? Имеется ли потенциал по фонду и отборам жидкости? Нужны ли дополнительные и новые ГТМ, в том числе дорогостоящие, что потребует дополнительных затрат? Будут ли они рентабельны?

6. Можно ли выполнить уровни утвержденные ЦКР, ТКР, проектные показатели и при каких условиях? Или нельзя?

7. Соответствует ли система сбора и подготовки фактическим уровням добычи жидкости, нефти, газа конденсата?

Какие карты и графика требуются при проведении анализа разработки и выработки запасов?

1. Геологические карты:

1) структурная карта по кровле продуктивного пласта – это карта глубин залегания пласта в абсолютных отметках;

2) карта нефтенасыщенных/газонасыщенных толщин пласта;

3) карта совмещенных контуров нефте/газоносности и границы лицензионного участка;

4) карта коэффициента пористости;

5) карта коэффициента нефтенасыщенности;

6) карта коэффициента газонасыщенности;

7) карта коэффициента расчлененности;

8) карта коэффициента песчаности;

9) карта коэффициента проницаемости;

10) карта коэффициента гидропроводности;

11) карта коэффициента пьезопроводности;
12) карта толщин глинистого раздела между пластами в объекте разработки;

13) карта начальной плотности запасов нефти (газа) на 1 м нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины $\{F_1 = S \cdot K_{\text{нн}} \cdot m; F_1 = S \cdot m \cdot K_{\text{гн}} (\text{м}^3/\text{м})\}$;

14) карта начальной плотности запасов нефти (газа) на единицу площади $\{F_2 = h_{\text{нн}} \cdot K_{\text{нн}} \cdot m (\text{м}^3/\text{м}^2), F_2 = h_{\text{гн}} \cdot K_{\text{гн}} \cdot m (\text{м}^3/\text{м}^2)\}$.

II. Карты разработки:

- 1) карта текущих отборов нефти, газа, воды объекта;
- 2) карта накопленных отборов нефти, газа, воды объекта;
- 3) карта изобар объекта;
- 4) карта текущей плотности запасов объекта;
- 5) карта ГТМ объекта;
- 6) карта проектного и пробуренного фонда скважин объекта по варианту 1, 2, 3;

7) совмещенная карта проектного и пробуренного фонда скважин рекомендуемого варианта по месторождению.

III. Геологический разрез по линии скважин, схема корреляции, графики разработки и т.д.

Обязательное условие: в каждом разделе необходимо давать (писать) выводы, т.е. свое отношение к объекту исследования (написанному): хорошо – плохо.

Все проектные документы составляются на основании правил разработки, регламентов, методических указаний и т.д.

Глава 4. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

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 эффективной 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:

– **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 (CO₂) 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.

Детально все перечисленные выше группы методов и технологий повышения нефтегазоотдачи рассмотрены в следующем учебном издании: Методы повышения нефтегазоотдачи: пособие по одноименной дисциплине для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост. Н. А. Демяненко. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 143 с.

Глава 5. ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ

Первое искусственное заводнение стало результатом случайности. В 1865 году операторы штата Пенсильвания обнаружили, что через заброшенные, но не законсервированные скважины в продуктивные пласты сквозь нарушенную обсадную колонну поступала поверхностная вода. Спустя несколько месяцев в соседних, все еще действующих скважинах увеличилась добыча, причем в некоторых из них значительно. Наряду с нефтью возрос отбор воды. Стало очевидным, что просочившаяся вода до определенной степени восстановила упавшее пластовое давление, заставив тем самым нефть двигаться в направлении смежной добывающей скважины.

Форест Дорн и его отец Клейтон Дорн, несколько лет изучавшие этот феномен, пришли к выводу, что, закачивая воду в продуктивный горизонт намеренно, они получили бы такие же результаты. В 1915 году Форест Дорн задумал и осуществил первое заводнение. Примененная им система в дальнейшем стала известна как шахматная трехрядная сетка. Поскольку в то время законы Пенсильвании запрещали нагнетание воды в пласт, процесс заводнения был проведен в тайне. Однако к 1921 году заводнение было законодательно разрешено. В 1936 году его начали применять и в Техасе.

Заводнение – метод поддержания пластового давления путем закачки в пласт воды. В настоящее время заводнение широко применяется для достижения высоких технологических и экономических показателей при разработке нефтяных место-рождений.

5.1. Виды заводнения пластов

В настоящее время заводнение это наиболее интенсивный и экономически эффективный способ воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 т добываемой нефти. С его помощью добывают свыше 90 % нефти.

В методе заводнения для дополнительной добычи нефти в коллектор закачивается вода. Она проникает в пласт через специальные нагнетательные скважины, расположенные в определенном порядке в зависимости от индивидуальных особенностей пласта. По мере протекания от скважин для нагнетания воды к добывающей

скважине вода вымывает захваченную породой нефть и выносит ее к добывающей скважине (рис. 5.1.1).

В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают: законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение. На многих месторождениях применяют сочетание этих разновидностей заводнения.

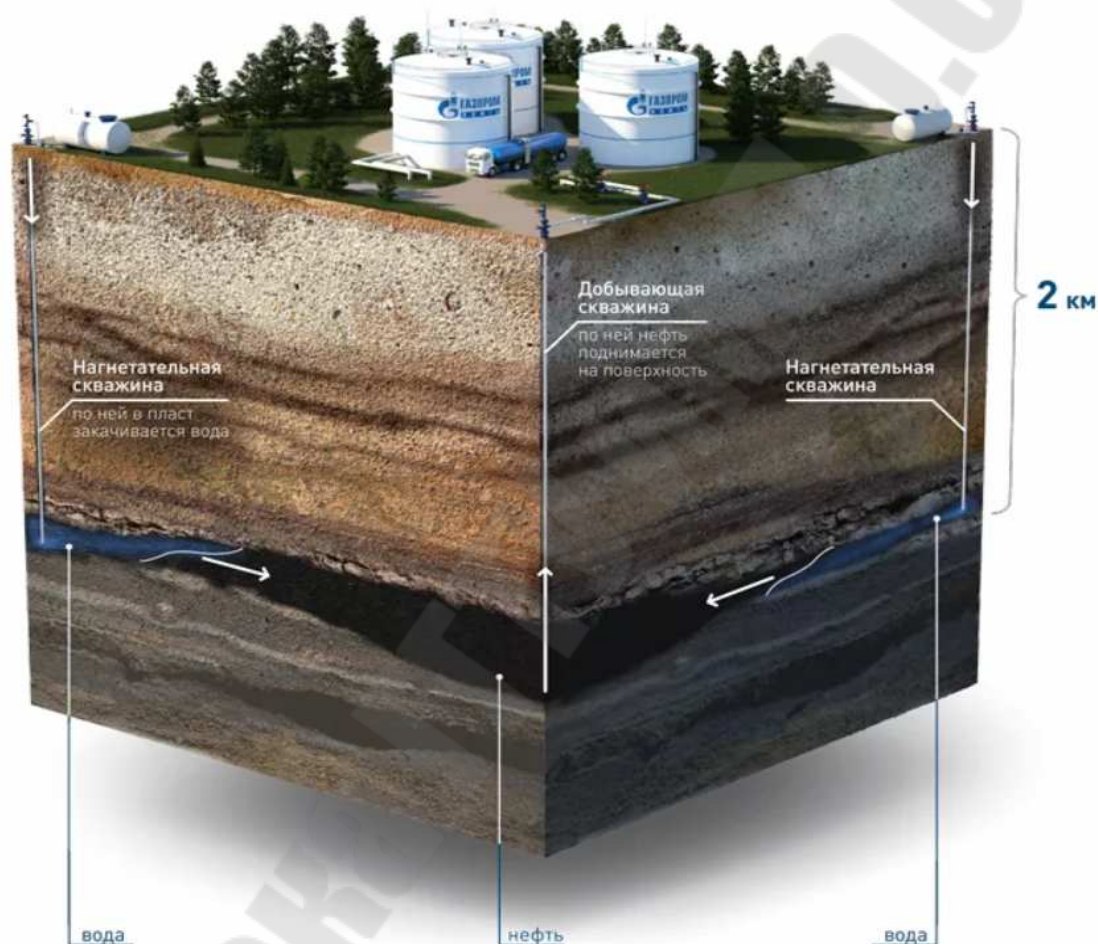


Рис. 5.1.1. Схема заводнения нефтяных пластов

Законтурное заводнение

Недостаточное продвижение контурных вод в процессе разработки, не компенсирующее отбор нефти из залежи, сопровождающееся снижением пластового давления и уменьшением дебитов скважин, обусловило возникновение метода законтурного заводнения. Сущность этого метода заключается в быстром искусственном восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных

скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой (за внешним контуром нефтеносности). При этом линию нагнетания намечают на некотором расстоянии за внешним контуром нефтеносности (рис. 5.1.2).

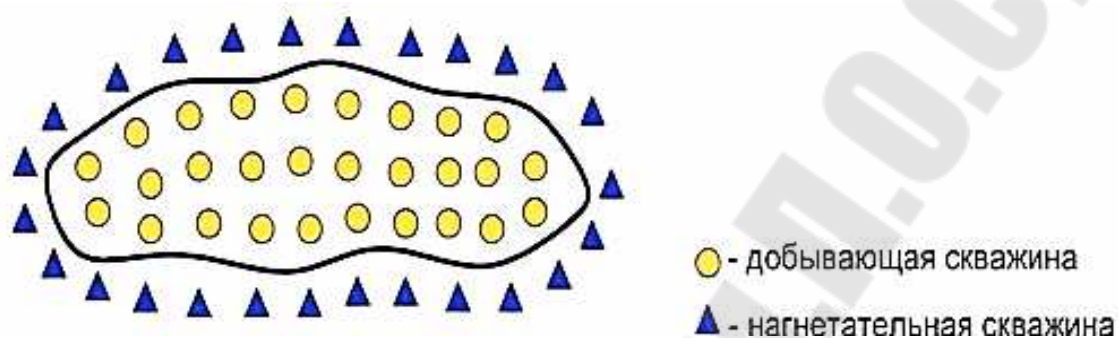


Рис. 5.1.2. Схема расположения нагнетательных и добывающих скважин при законтурном заводнении

Это расстояние зависит от таких факторов, как:

- степень разведанности залежи – степень достоверности установления местоположения внешнего контура нефтеносности, что в свою очередь зависит не только от числа пробуренных скважин, но и от угла падения продуктивного пласта и от его постоянства;

- предполагаемое расстояние между нагнетательными скважинами;

- расстояние между внешними и внутренними контурами нефтеносности и между внутренним контуром нефтеносности и первым рядом добывающих скважин.

Значение вышеперечисленных факторов уменьшается по мере увеличения неоднородности и изменчивости пласта от участка к участку по толщине и проницаемости, так как изменение именно этих параметров сильно сказывается на фильтрационном потоке и, следовательно, на характере перемещения контуров нефтеносности. Поэтому обычно нагнетательные скважины размещают по возможности ближе к внешнему контуру нефтеносности – на расстоянии от 0 до 200–300 м в зависимости от угла наклона пласта и расположения эксплуатационных скважин.

Для однородных высокопроницаемы пластов, содержащих легкую нефть малой вязкости и с хорошей гидродинамической связью залежи с водоносной зоной, метод законтурного заводнения является

достаточно эффективным, обеспечивающим нефтеотдачу, близкую к естественному водонапорному режиму. Но на практике редко встречается природная система (залежь), идеально сочетающая в себе эти факторы.

Если законтурное заводнение в стадии его широкого внедрения считалось наиболее эффективным методом поддержания пластового давления, то тщательный анализ сущности метода, в первую очередь, с геологических позиций дает основание отметить значительное число негативных сторон этого метода, которые ставят под сомнение целесообразность его применения для подавляющего большинства нефтяных залежей.

Отрицательные стороны применения законтурного заводнения

Для ряда залежей нефти, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, вторичные процессы, происходившие после формирования залежей в зоне ВНК привели к резкому ухудшению проницаемости вплоть до закупорки пор и по существу – к изоляции нефтяной залежи от законтурной области.

1. Отдельные исследователи, учитывая только гидродинамические соображения по выравниванию фронта продвижения закачиваемой воды, рекомендовали закладывать нагнетательные скважины на значительном отдалении от внешнего контура залежи (2 км и более). Такой подход не учитывал возможность выклинивания пластов или резкого ухудшения проницаемости в зоне, расположенной до границы нефтяной залежи. В этом случае вся нагнетаемая вода, которая должна продвигаться по этому пласту устремляется в законтурную область, не совершая абсолютно никакой полезной работы.

2. Заложение нагнетательных скважин на значительном расстоянии от внешнего контура, учитывая, что каждый из ниже залегающих продуктивных пластов будет иметь меньшую площадь по сравнению с верхним и потому контуры по отдельным пластам перемещаются в направлении свода поднятия, все больше удаляясь от нагнетательных скважин. В этой связи будет ухудшаться эффективность законтурного заводнения для нижних пластов одного и того же горизонта.

3. Исследованиями А. П. Крылова, П. М. Белаша и др. по многим крупным залежам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции установлено, что при расчете количества воды для поддержания пластового давления в залежах, в которых установлена хорошая связь с законтурной областью, необходимо принять расчетный коэффициент, равный 1,7, т.е. из обычного количества нагнетаемой воды 70 %

направляется в законтурную область. Почти такие же огромные потери, достигающие 70 % и более были определены Н. К. Праведниковым при законтурном заводнении Трехозерного месторождения в Западной Сибири.

4. При разработке крупных и очень крупных залежей нефти длиной 25–35 км и шириной 12–15 км, с площадью нефтеносности 200–400 км² и более принимали расстояние между скважинами в рядах 400–500 м, а расстояние между рядами батарей скважин 500–600 м. После продвижения фронта нагнетаемой воды к первому внешнему ряду эксплуатационных скважин проводилось наращивание четвертой и последующих внутренних кольцевых батарей скважин с отключением внешних обводнившихся (нередко лишь частично) рядов скважин. Перенос фронта нагнетания и вынужденное поэтапное отключение батарей скважин обуславливали неполный отбор запасов и большую потерю нефти.

5. Для месторождений Западной Сибири характерны значительные площади нефтеносности, сравнительно слабая активность законтурных вод, высокие темпы отбора нефти. Поэтому законтурное заводнение характеризуется значительной потерей закачиваемых вод. Так, для Мегионского и Усть-Балыкского месторождений эта потеря достигает 40 % и более. Для пласта БС₂₋₃ Усть-Балыкского месторождения, где нагнетательные скважины удалены от зоны отбора жидкости на 1,5–2 км, потери закачиваемых вод оказались еще более значительными.

6. К недостаткам законтурного заводнения следует отнести также сложность обустройства объектов ППД, строительство системы водоводов большой протяженности по периметру месторождения.

Положительный эффект системы законтурного заводнения

Законтурное заводнение дает значительный эффект и не имеет указанных выше недостатков при разработке залежей малых и средних размеров, когда имеется не более четырех батарей скважин.

Благоприятными геологическими условиями для этого вида заводнения являются:

- однородные коллекторские свойства пласта или их улучшение в периферийной части залежи;
- малая относительная вязкость нефти;
- высокая проницаемость коллектора (0,4–0,5 мкм² и более);
- сравнительно однородное строение пласта по площади;

– небольшая ширина залежи (4–5 км).

При этих условиях эксплуатационные скважины располагают вдоль внутреннего контура нефтеносности кольцевыми рядами. При нагнетании воды создается искусственный контур питания, приближенный к зоне разработки пласта.

При законтурном заводнении не нарушается естественное течение процесса, а лишь интенсифицируется, приближая область питания непосредственно к залежи.

Промышленное применение заводнения нефтяных пластов в СССР было начато в 1948 году при разработке девонских горизонтов Туймазинского нефтяного месторождения. К этому времени уже были известны опыты закачки воды в нефтяные пласты с целью пополнения пластовой энергии, проводившиеся в разных странах.

При разработке нефтяных месторождений в СССР с применением заводнения вначале использовали законтурное заводнение. Этот вид воздействия на продуктивные пласты применяли на месторождениях, коллекторы которых были сложены, в основном, песчаниками и алевролитами с проницаемостью 0,3–1,0 мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях заводняемых месторождений составляла $(1–5) \cdot 10^{-3}$ Па·с.

Законтурное заводнение осуществлялось часто не с самого начала разработки месторождений, а спустя некоторое время, в течение которого происходило падение пластового давления. Тем не менее закачка воды в законтурную область пласта позволяла в течение одного-двух лет настолько восполнить запас пластовой энергии, что оно стабилизировалось.

Использование заводнения нефтяных пластов привело вначале к возникновению технологической трудности, связанной с низкой приемистостью нагнетательных скважин. Пласты, которые, согласно формуле Дюпюи, должны были при используемых перепадах давления поглощать запроектированные расходы воды, практически не принимали воду. Широкое применение методов воздействия на призабойную зону скважин, таких, как гидравлический разрыв пласта, кислотные обработки, и главным образом использование повышенных давлений нагнетания привели к существенному увеличению приемистости нагнетательных скважин, к решению проблемы их освоения.

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением законтурного заводнения привел к следующим основным выводам:

1. Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.

2. Использование законтурного заводнения дает возможность обеспечивать доведение максимального темпа разработки месторождений до 5–7 % от начальных извлекаемых запасов, применять системы разработки с параметром плотности сетки скважин $(20–60) \cdot 10^4$ м²/скв при довольно высокой конечной нефтеотдаче, достигающей 0,50–0,55 в сравнительно однородных пластах и при вязкости нефти в пластовых условиях порядка $(1–5) \cdot 10^{-3}$ Па·с.

3. При разработке крупных по площади месторождений с числом рядов добывающих скважин больше пяти законтурное заводнение оказывает слабое воздействие на центральные части залежей, в результате чего добыча нефти из этих частей оказывается низкой. Это ведет к тому, что темп разработки крупных месторождений в целом не может быть достаточно высоким при законтурном заводнении.

4. Законтурное заводнение не позволяет воздействовать на отдельные локальные участки пласта с целью ускорения извлечения из них нефти, выравнивания пластового давления в различных пластах и пропластках.

5. При законтурном заводнении довольно значительная часть воды, закачиваемой в пласт, уходит в водоносную область, находящуюся за контуром нефтеносности, не вытесняя нефть из пласта.

Приконтурное заводнение

Приконтурное заводнение применяется для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части. При нем нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности (рис. 5.1.3, 5.1.4).

Уменьшение проницаемости в законтурной части пласта резко снижает поглотительную способность законтурных нагнетательных скважин и обуславливает слабый эффект воздействия на пласт. Это явление вызывается резким повышением карбонатности пород в этой части залежи, что может быть связано со вторичными процессами химического взаимодействия нефти и краевых вод в зоне ВНК. Последнее зависит от химического состава пластовых вод и нефти и от сложных биохимических процессов, протекающих в недрах на контакте вода – нефть. Располагая нагнетательные скважины в краевой приконтурной зоне залежи, стало возможным исключить зону с резко ухудшенной проницаемостью, являющейся барьером, отделяющим нефтяную залежь от законтурной области, а также оказать эффективное воздействие на залежь со стороны краевых зон и резко сократить отток воды в законтурную область.

- Добывающая скважина
- ▲ Нагнетательная скважина

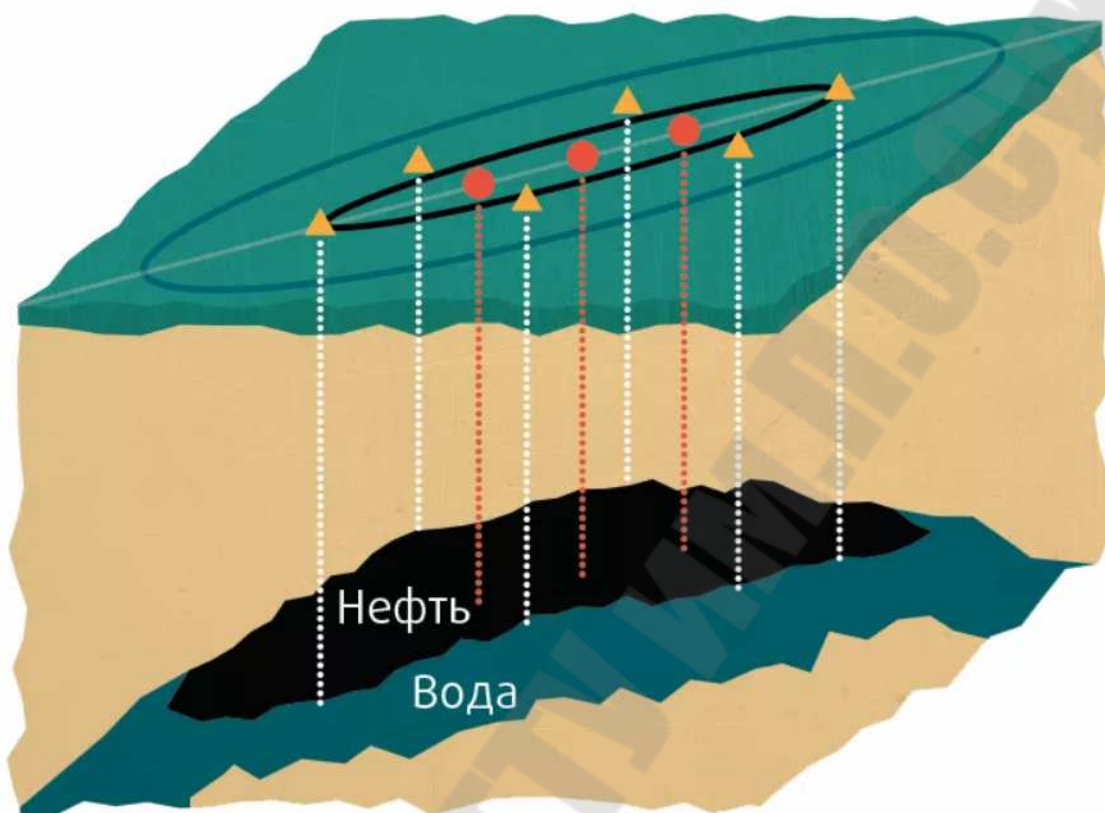


Рис. 5.1.3. Схема организации приконтурного заводнения

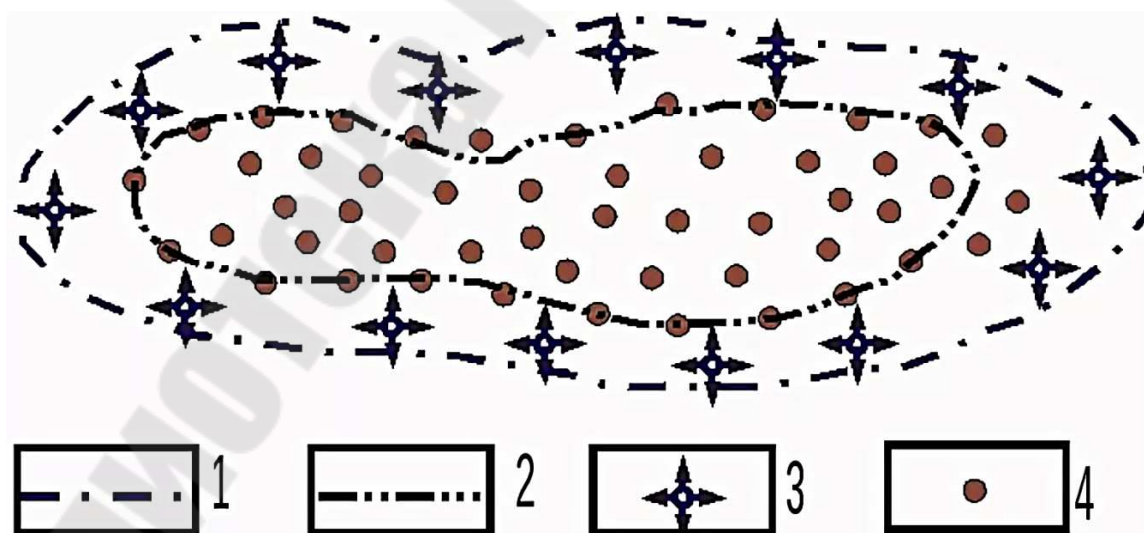


Рис. 5.1.4. Схема организации приконтурного заводнения при наличии внутреннего и внешнего контура нефтеносности: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательная скважина; 4 – добывающая скважина

Первоначально метод приконтурного заводнения был предложен для залежей геосинклинальных областей с резко ухудшенной проницаемостью в зоне ВНК и изолированных от законтурной области. Впоследствии оказалось, что приконтурное заводнение весьма эффективно и для платформенных залежей.

Так, на Туймазинском месторождении, при проведении в течение длительного времени законтурного заводнения возникли значительные трудности в разработке залежи горизонта D_1 . Рядом специалистов было предложено перейти к приконтурному заводнению. Ранее предполагалось, что законтурное заводнение обеспечит вытеснение нефти из краевых зон залежи в направлении к зоне внутреннего контура нефтеносности, но это предположение не оправдалось. Под действием нагнетаемой воды при законтурном заводнении происходит непоршневое вытеснение нефти из краевых зон по всей нефтенасыщенной мощности пласта. Нагнетаемая вода устремляется по наиболее проницаемой части горизонта. Данное обстоятельство обуславливает необходимость самостоятельной разработки водонефтяных зон крупных залежей.

Преимущества приконтурного заводнения очевидны. Краевые части залежей, вплоть до внешнего контура нефтеносности отличаются малыми мощностями нефтеносных пород, не имеющих для разработки практического значения. На крупных платформенных залежах добывающие скважины не закладываются в зонах малых мощностей (1–3 м).

Метод приконтурного заводнения, по сравнению с другими, более интенсивными методами не может обеспечить в течение короткого срока достижение максимального уровня добычи, но позволяет за более длительный промежуток времени сохранить достаточно высокий стабильный уровень добычи.

Внутриконтурное заводнение

Полученные результаты законтурного заводнения нефтяных пластов вызвали дальнейшее усовершенствование разработки нефтяных месторождений и привели к целесообразности использования внутриконтурного заводнения, особенно крупных месторождений, с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные площади или блоки.

При внутриконтурном заводнении поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта.

Применяют следующие виды внутриконтурного заводнения:

- разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площади;
- барьерное заводнение;
- разрезание на отдельные блоки самостоятельной разработки;
- сводовое заводнение;
- очаговое заводнение;
- площадное заводнение.

Система заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади (блоки) (рис. 5.1.5) применяется на крупных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Эти зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают по самостоятельной системе. На средних и небольших по размеру залежах применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки (блоковое заводнение). Ширина площадей и блоков выбирается с учетом соотношения вязкостей и прерывистости пластов (литологического замещения) в пределах до 3–4 км, внутри размещают нечетное число рядов добывающих скважин (не более 5–7).

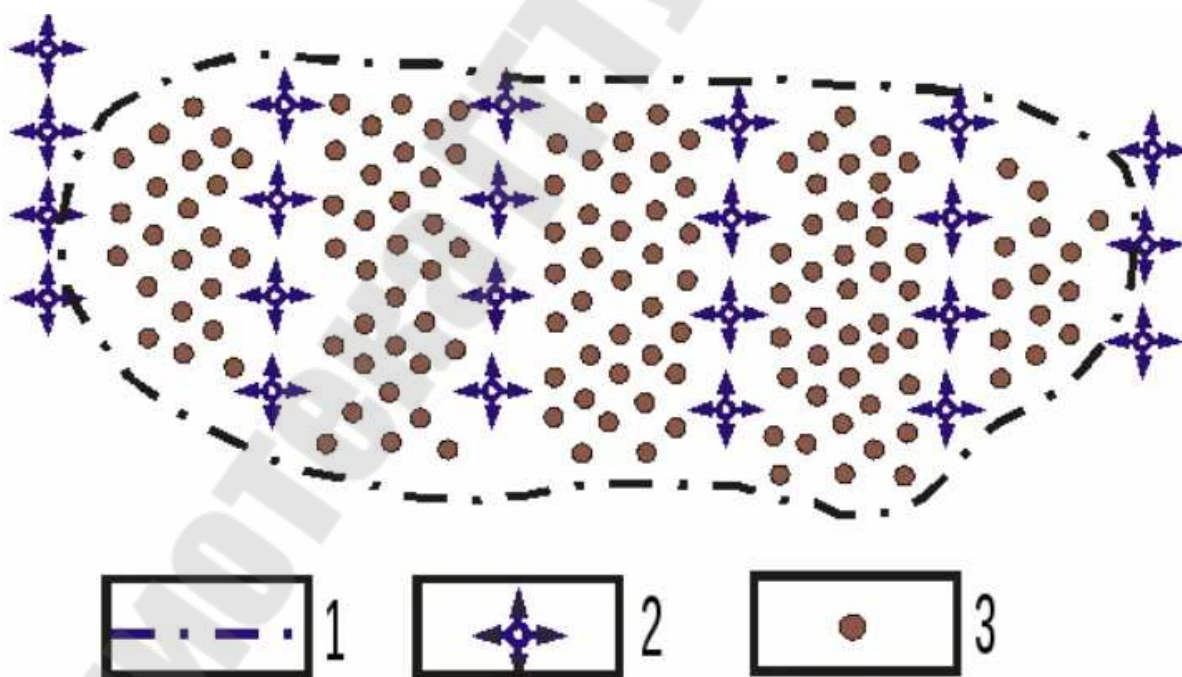


Рис. 5.1.5. Схема организации блокового заводнения пластов:
1 – контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины;
3 – добывающие скважины

Разрезание на отдельные площади и блоки нашло применение на Ромашкинском (23 пласта горизонта D_1 , Татарстан), Арланском (Башкирия), Мухановском (Самарская обл.), Осинском (Пермская обл.), Покровском (Оренбургская обл.), Узеньском (Казахстан), Правдинском, Мамонтовском, Западно-Сургутском, Самотлорском (Западная Сибирь) и других месторождениях.

На месторождениях Советском (пласты AB_1), Самотлорском, Мамонтовском и др. с начала 60-х гг. прошлого столетия стали широко использовать системы блокового заводнения, так называемые «активные» (интенсивные) системы с размещением между двумя нагнетательными рядами не более 3–5 рядов добывающих скважин. При небольшой вязкости нефти (до 3–5 мПа·с) для объектов с относительно однородным строением пластов системы заводнения могут быть менее активными, блоки шириной до 3,5–4 км. Для ухудшенных условий активность систем должна повышаться, а ширина блоков должна уменьшаться до 2–3 км и менее. При однородных пластах с продуктивностью выше 500 т/(сут·МПа) оправдали себя пятирядные системы, при продуктивности 10–50 т/(сут·МПа) – трехрядные.

В результате дальнейших исследований, исходя из опыта разработки было установлено, что наиболее целесообразно применять разрезание разрабатываемых пластов рядами нагнетательных скважин, чтобы в блоке (полосе) находилось не более пяти рядов добывающих скважин. Так возникла современная разновидность рядных систем – блоковые системы разработки нефтяных месторождений: однорядная, трехрядная и пятирядная.

Использование систем разработки с внутриконтурным разрезанием позволило в 2–2,5 раза увеличить темпы разработки залежей по сравнению с законтурным заводнением, существенно улучшить технико-экономические показатели разработки. Блоковые рядные системы нашли большое применение при разработке нефтяных месторождений во многих нефтедобывающих районах, особенно в Западной Сибири.

В дальнейшем, с целью расположения резервных скважин, интенсификации и регулирования разработки месторождений, стали применять схемы очагового и избирательного заводнения, при использовании которых нагнетательные и добывающие скважины располагают не в соответствии с принятой упорядоченной системой разработки, а на отдельных участках пластов.

В настоящее время это наиболее интенсивный и экономичный способ воздействия на продуктивные пласты. По характеру взаимного расположения нефтедобывающих и водонагнетательных скважин различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения.

Сводовое заводнение (рис. 5.1.6). При нем ряд нагнетательных скважин размещают на своде структуры или вблизи него. Если размеры залежи превышают оптимальные, то это заводнение сочетают с законтурным. Сводовое заводнение подразделяется на: осевое, кольцевое и центральное.

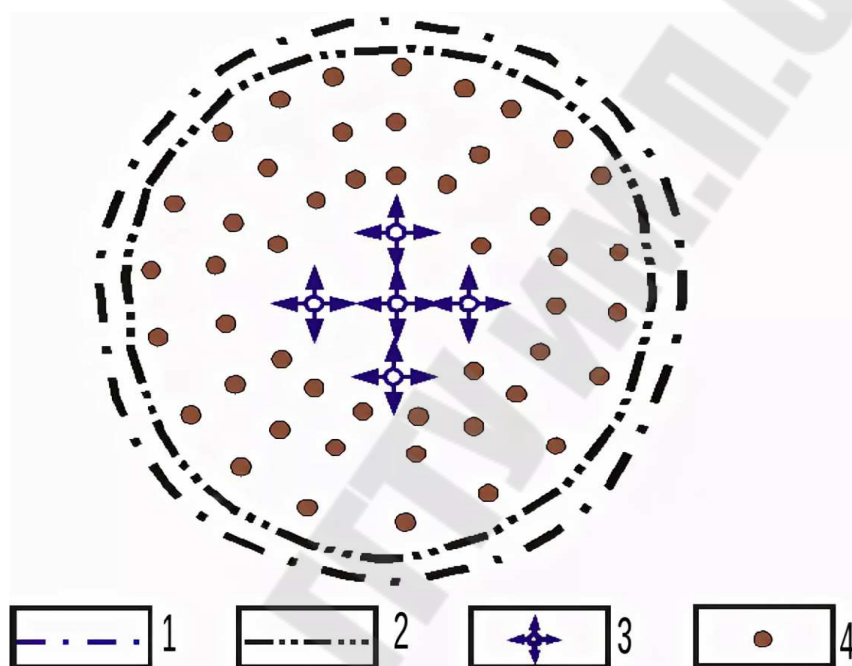


Рис. 5.1.6. Схема организации сводового заводнения при наличии внутреннего и внешнего контура нефтеносности:
 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности;
 3 – нагнетательная скважина; 4 – добывающая скважина

Осевое заводнение (рис. 5.1.7) предусматривает поддержание пластового давления путем расположения нагнетательных скважин вдоль длинной оси структуры. Полагают, что такой метод заводнения может быть избран в связи со значительным ухудшением проницаемости в периферийной части залежи или с резко ухудшенной проницаемостью в законтурной части.

Осевое заводнение было осуществлено в США на месторождениях Уиссон (1948 г.) и Келли-Снайдер (1954 г.), в России – при разработке Новодмитриевского, Якушкинского, Усть-Балыкского (пласты группы А) месторождений.

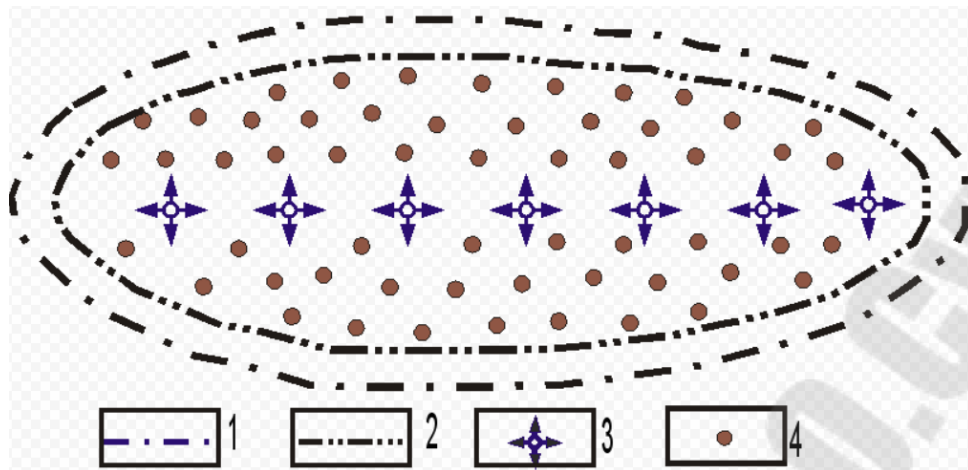


Рис. 5.1.7. Схема организации осевого заводнения при наличии внутреннего и внешнего контура нефтеносности:
 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности;
 3 – нагнетательная скважина; 4 – добывающая скважина

Кольцевое заводнение. Кольцевой ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0,4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади (рис. 5.1.8, Ромашкинское месторождение).

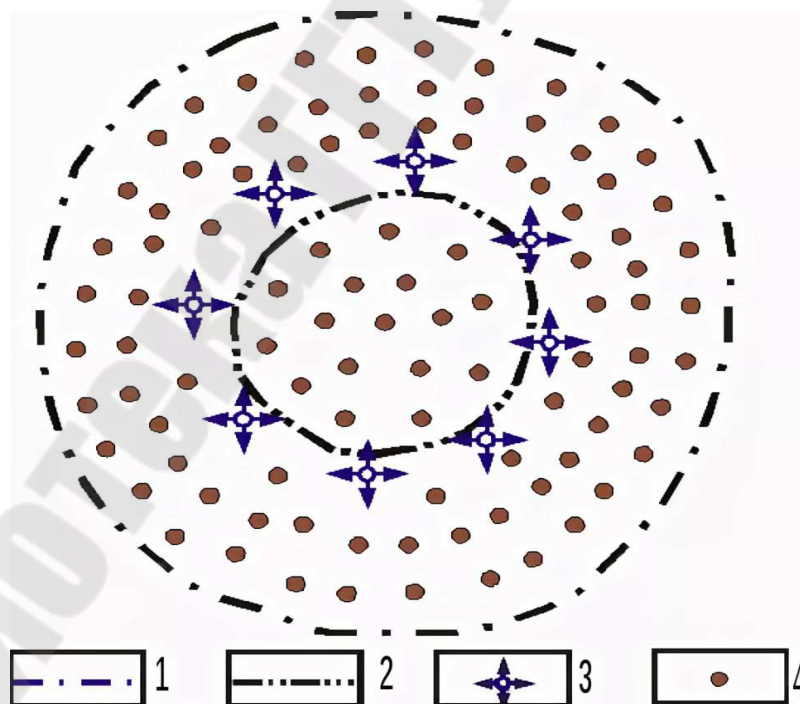


Рис. 5.1.8. Схема организации кольцевого заводнения при наличии внутреннего и внешнего контура нефтеносности:
 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательная скважина; 4 – добывающая скважина

Центральное заводнение как разновидность кольцевого (вдоль окружности радиусом 200–300 м размещают 4–6 нагнетательных скважин, а внутри нее имеется одна или несколько добывающих скважин).

Очаговое заводнение в настоящее время применяется в качестве дополнительного мероприятия к основной системе заводнения. Оно осуществляется на участках залежи, из которых в связи с неоднородным строением пласта, линзовидным характером залегания песчаных тел и другими причинами, запасы нефти не вырабатываются (рис. 5.1.9).

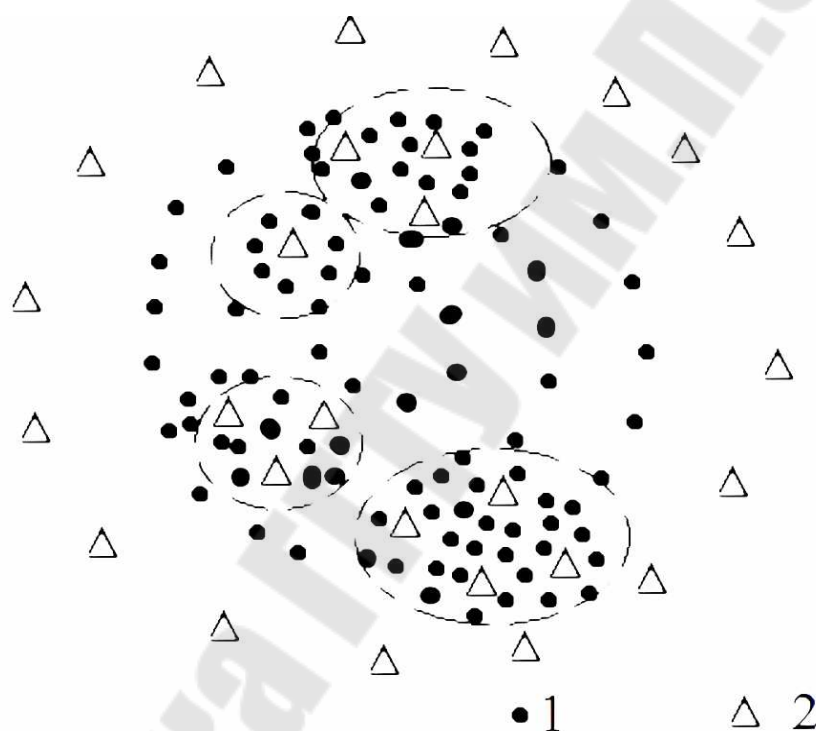


Рис. 5.1.9. Схема организации очагового заводнения:
1 — добывающая скважина; 2 — нагнетательная скважина

Положение нагнетательных и добывающих скважин определяется таким образом, чтобы способствовать более полному охвату воздействием нефтяной залежи. Количество очагов заводнения определяется размерами нефтеносной площади. Также используется в сочетании с законтурным и особенно внутриконтурным заводнением для выработки запасов нефти из участков, не охваченных основными системами вытеснения. Оно более эффективно на поздней стадии разработки. Внедрено на месторождениях Татарии, Башкирии, Пермской, Оренбургской областей и других регионов.

Избирательное заводнение применяется в случае залежей с резко выраженной неоднородностью пластов по площади (рис. 5.1.10). Особенность этого вида заводнения заключается в том, что в начале скважины бурят по равномерной квадратной сетке без деления на эксплуатационные и нагнетательные, а после исследования и некоторого периода разработки из их числа выбирают наиболее эффективные нагнетательные скважины. Благодаря этому, при меньшем их числе реализуется максимально интенсивная система заводнения и достигается более полный охват залежи заводнением.

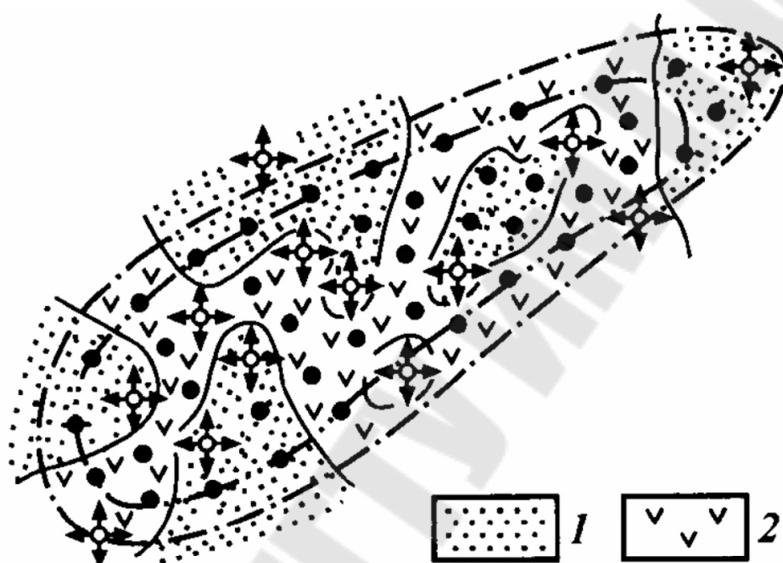


Рис. 5.1.10. Схема организации избирательного заводнения:
 1 – песчаники (зоны с высокой проницаемостью);
 2 – алевриты (зоны с низкой проницаемостью)

Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважино-точек каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырех-, пяти-, семи- и девятиточечные, также линейные (рис. 1.7.9).

Линейная система – это однорядная система блокового заводнения, причем скважины размещаются в шахматном порядке. Отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1. Элементом этой системы может служить прямоугольник со сторонами $2L$ и $2\sigma_n = 2\sigma_d = 2\sigma$. Если $2L = 2\sigma$ (рис. 1.7.9), то линейная система переходит в пятиточечную с таким же соотношением скважин (1:1). Пятиточечная система симметрична и за элемент

можно выбрать также обратное размещение скважин с нагнетательной скважиной в центре (обращенная пятиточечная система). В девятиточечной системе на одну добывающую скважину приходится три нагнетательных (соотношение скважин 3:1), так как из восьми нагнетательных скважин по четыре скважины приходится соответственно на два и четыре соседних элемента. В обращенной девятиточечной системе (с нагнетательной скважиной в центре квадрата) соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:3. При треугольной сетке размещения скважин имеем четырехточечную (обращенную семиточечную) и семиточечную (или обращенную четырехточечную) системы с соотношением нагнетательных и добывающих скважин соответственно 1:2 и 2:1.

Площадное заводнение эффективно при разработке малопроницаемых пластов. Его эффективность увеличивается с повышением однородности, толщины пласта, а также с уменьшением вязкости нефти и глубины залегания залежи.

Заводнение нефтяных пластов с его разновидностями в настоящее время – главный метод воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти. Обобщенная классификация методов заводнения приведена на рис. 5.1.11.

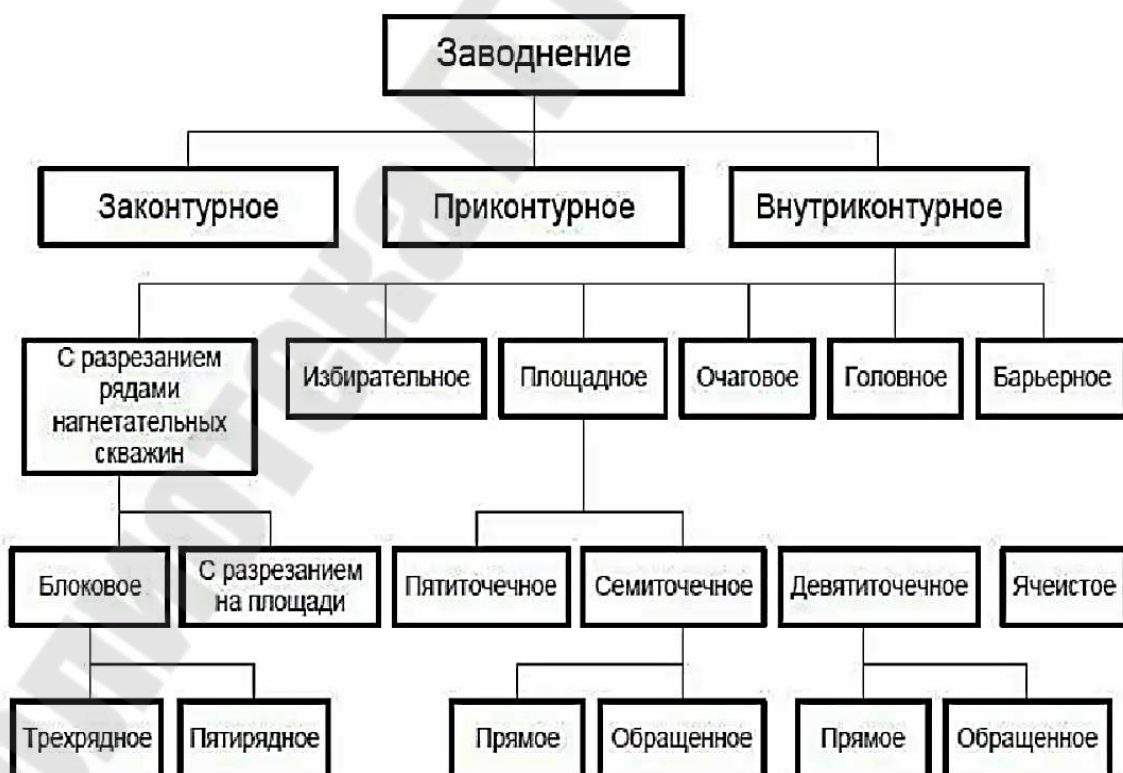


Рис. 5.1.11. Классификация методов заводнения нефтяных пластов

Обширные фактические данные по разработке нефтяных месторождений с применением заводнения во многих случаях подтверждают с той или иной степенью точности теоретические результаты получаемые на основе моделей поршневого и непоршневого вытеснения нефти водой из однородного, слоисто-неоднородного, а также трещиноватого и трещиновато-пористого пластов, если модель соответствует реальному пласту. Фактическое изменение пластового давления, добыча нефти и жидкости, зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи согласуются с расчетными значениями. В настоящий момент существует проблема правильного выбора модели, наиболее точно отражающей главные особенности разработки пласта. Модель разработки конкретного пласта может быть построена лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета процесса разработки с фактическими данными. В связи с ростом возможностей вычислительной техники большое развитие получили детерминированные модели пластов и процессов разработки. Их использование приводит к необходимости решения двумерных и трехмерных задач многофазной многокомпонентной фильтрации.

5.2. Классификация жидкостей систем заводнения

В настоящий время в системах добычи нефти и газа для осуществления ППД используют различные технологические жидкости (ТЖ), которые помимо закачки в пласт широко применяются для следующих целей:

- 1) повышения нефтегазоотдачи (ПНГО);
- 2) проведения подземного ремонта скважин (ПРС);
- 3) капитального ремонта скважин (КРС);
- 4) обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью интенсификации притока (ИП) и ограничения водопритока (ОВП);
- 5) удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- 6) разрушения отложений минеральных примесей (МП).

При всем многообразии областей применения ТЖ основным направлением является использование технологических сред для ППД и ПНГО. Эта сфера занимает первое место по объему используемой технологической жидкости. Ее доля среди общего объема «технологической» жидкости, используемой на нефтяных месторождениях в процессе их разработки, может быть оценена в 85–95 %.

Эффективная закачка, в первую очередь воды, на новых месторождениях обеспечивает заданную динамику отбора нефти и газа, на старых – замедление темпов ее падения.

Подготовка и закачка ТЖ в пласт для целей поддержания пластового давления (ППД) и повышения нефтеизвлечения (ПНИ) формируют крупную подотрасль в нефтегазовой отрасли. Объемы закачки ТЖ в несколько раз превышают объемы добычи нефти.

Анализ современной ситуации в нефтегазодобывающих предприятиях показывает, что наиболее актуальным на сегодняшний день является вопрос ограничения закачки и отбора воды без ущерба для добычи нефти. При решении этого вопроса главенствующее положение занимают затраты на подготовку и закачку ТЖ, включая смежные затраты во всей системе добычи и ожидаемый технологический и экономический эффект.

Технологические жидкости

Для закачки в нефтяной пласт с целью поддержания пластового давления и повышения нефтегазоотдачи используют индивидуальные среды, растворы различных веществ, композиции веществ, представляющие собой побочную продукцию или отходы крупнотоннажных процессов нефтедобычи, нефтехимии или иных производств, а также некоторые другие жидкости.

Все нагнетаемые в пласт технологические среды делятся на две крупные группы, характеризующиеся сменой фазового состояния при изменении термобарических условий транспортировки и закачки (рис. 5.2.1).

Технологически стабильные среды (ТСС), которые при любых условиях сохраняют однофазность, включая не режимные состояния (отказ, остановка оборудования, заполнение системы ППД и т.д.).

Технологически нестабильные среды (ТНС) в процессе их перемещения от источника до пласта могут менять разное фазовое состояние.

Среди ТСС наибольшее применение находят:

- пресная или минерализованная вода поверхностных или подземных источников (речная, морская, озерная, пластовая), условно относимая к «первичной» воде;
- сточная пластовая вода (вода, отделенная от нефти после добычи из пластов и повторно закачиваемая в пласт – «повторная»);
- растворы полимеров в «первичной» или «повторной» воде;

– растворы поверхностно-активных веществ в «первичной» или «повторной» воде;

– растворы иных веществ в воде.

Группа ТСС обладает различной физико-химической стабильностью, обусловленной влиянием термобарических и механических условий. Иерархия этих сред по степени влияния на них внешних факторов показана на рис. 5.2.1.

Под воздействием внешних факторов вязкость полимерных растворов часто снижается. Они теряют свою основную технологическую способность – повышать коэффициент охвата пласта похв. Разрушение структуры раствора под воздействием внешних факторов ведет к снижению нефтевытесняющих качеств оторочек из полимерных растворов. Чтобы применение таких ТСС было высокоэффективным необходимо предпринимать специальные меры, компенсирующие негативные факторы.

В составе сточных пластовых вод, помимо основного носителя – воды можно выделить три основных компонента:

- 1) тяжелые углеводороды – УВ;
- 2) механические примеси – МП;
- 3) сульфид железа – FeS, являющийся компонентом повышенной плотности.

Таким образом, группа ТСС включает в себя жидкости с различной степенью устойчивости.

Среди ТНС в нефтепромысловой практике применяются диоксид углерода, нестабильный конденсат, широкая фракция летучих углеводородов (ШФЛУ), метан, этан, пропан, бутан и их смеси, метанол, этанол и подобные им химические вещества, жидкие побочные продукты с высокой упругостью паров. Наибольшего распространение в нефтепромысловой практике получил диоксид углерода (CO₂) и метан.

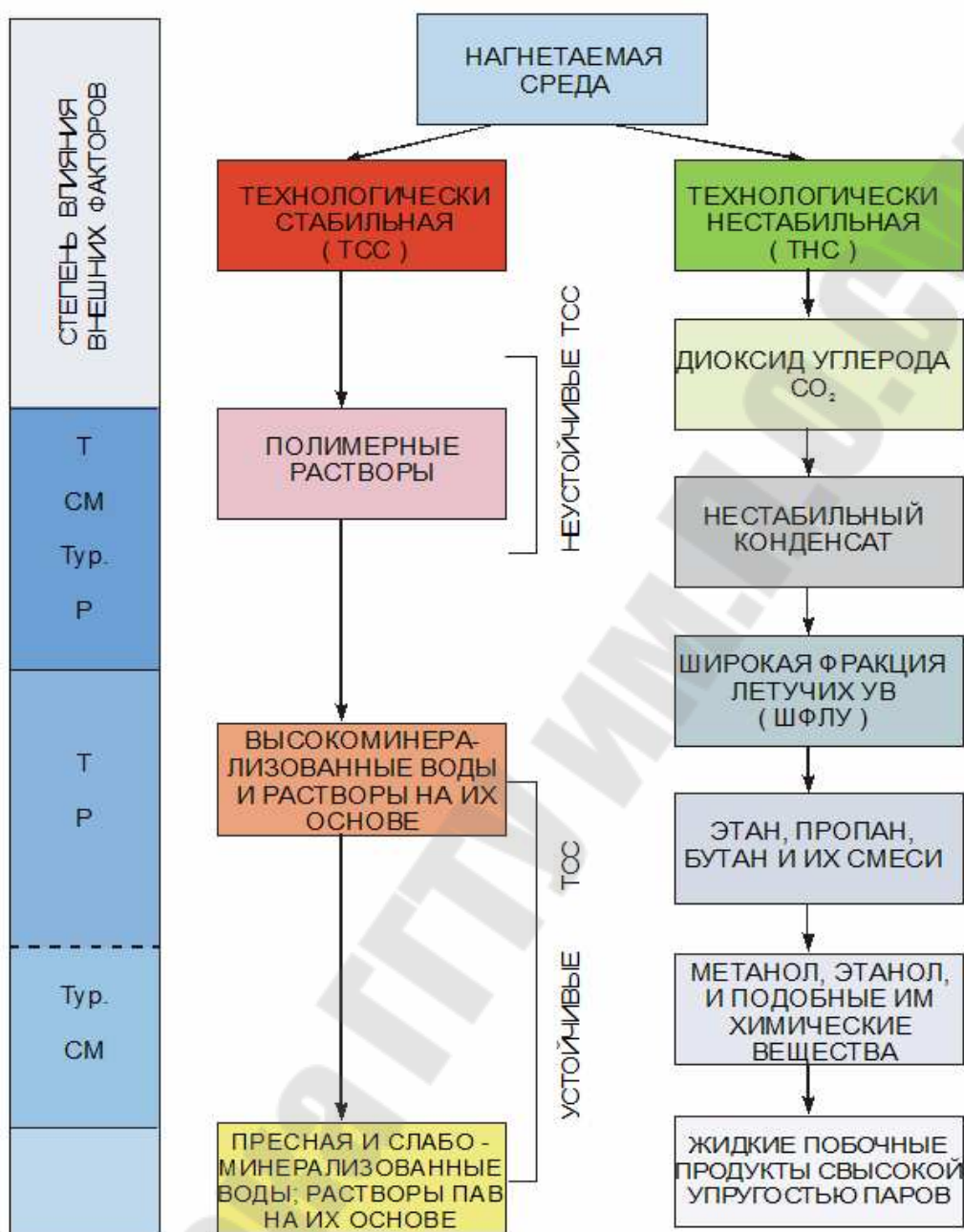


Рис. 5.2.1. Классификация сред, применяемых при разработке месторождений нефти и газа: в термобарических условиях, где T – температура; P – давление в механических условиях, где Тур. – турбулентность в трубах; CM – «смятие» в насосах и сужениях

5.3. Свойства и качество нагнетаемой в пласт воды

Поддержание пластового давления (ППД) заводнением требует использования больших объемов качественной воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к изысканию надежного и водобильного источника водоснабжения (с оценкой запасов и возможных

расходов воды), обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки. Расход заканчиваемой воды определяется стадией разработки месторождения (рис. 5.3.1).

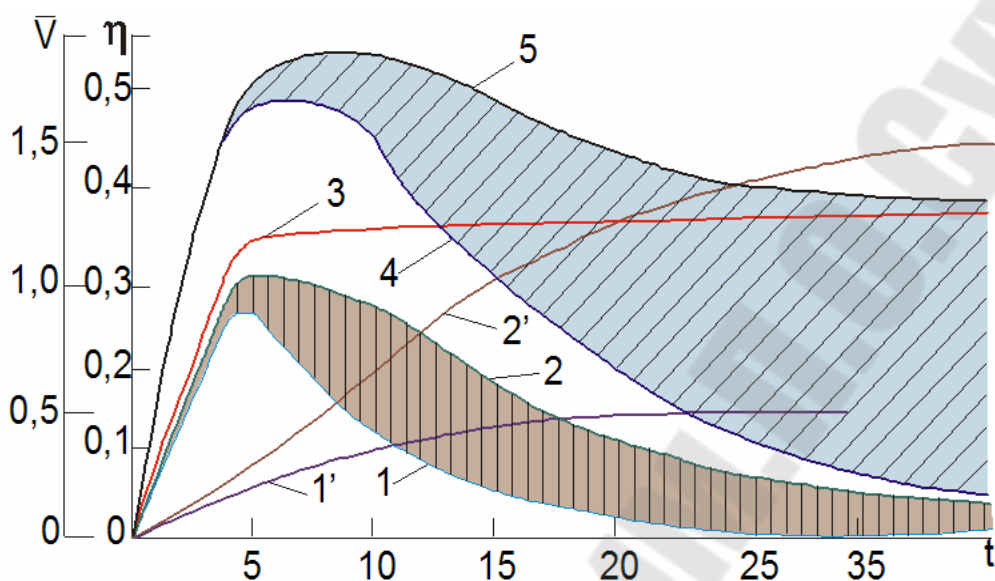


Рис. 5.3.1. Динамика относительного отбора жидкости, нагнетания воды, потребности в воде v и нефтеотдачи η во времени (по М.Л. Сургучеву):

1, 1' – соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2, 2', 3 – соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 – потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 – расход нагнетания воды.
Штриховка: вертикальная – эффект в добыче нефти от заводнения; косая экономии (возврат) воды

Источники закачиваемой воды могут быть разными. В настоящее время на различных промыслах используют воды: открытых водоемов (рек, озер, водохранилищ, морей); грунтовые (подрусловые и артезианские); глубинные (нижних и верхних глубинных водоносных горизонтов); сточные.

Грунтовые воды характеризуются значительным многообразием химического состава (минерализация 100–200 мг/л), небольшим содержанием взвешенных частиц.

Воды открытых водоемов значительно уступают по качеству, содержат большое количество механических примесей (глины или песка), особенно в период ливней и паводков, снеготаяния, способны вызвать набухание глин.

Воды глубинных водоносных горизонтов в большей степени минерализованы и часто не требуют дополнительной подготовки.

Сточные воды состоят в основном из пластовых, добываемых вместе с нефтью, пресных, подаваемых в установки подготовки нефти и ливневых вод. Они минерализованы (15–300 г/л) и обладают хорошими нефтewытесняющими свойствами. Но содержат большое количество эмульгированной нефти, механических примесей, а также диоксида углерода и сероводорода.

Источник воды выбирают на основе данных технико-экономического анализа с учетом технологии водоподготовки.

На месторождениях Татарии и Башкирии используют поверхностные пресные воды. В Азербайджане и на полуострове Мангышлак – воду Каспийского моря.

На юрских продуктивных объектах месторождений Западной Сибири в качестве рабочего агента в основном используют воду аптальбсеноманского горизонта. Воды аптальбсеноманского комплекса имеют практически повсеместное распространение, хлоридно-натриевые, слабощелочные, соленые с минерализацией около 10 г/л. Воды стабильны к выпадению карбонатов кальция. Возможным отрицательным фактором является выпадение гидроокиси железа. Состав вод устойчив во времени. При смешении с пластовой водой они практически не дают осадка.

Требования к воде, нагнетаемой в пласт меняются в зависимости от:

- 1) свойств продуктивного горизонта (пласта);
- 2) его строения и неоднородности;
- 3) типа закачиваемой жидкости;
- 4) характера решаемых промысловых задач.

Классические требования, предъявляемые к нагнетаемой в продуктивный пласт воде представлены в фундаментальной Справочной книге для добычи нефти (1974 г.) и сформулированы следующим образом:

- невысокое содержание механических примесей;
- незначительное содержание эмульгированной нефти;
- коррозионная инертность по отношению к напорным и распределительным трубопроводам, насосам, скважинному оборудованию нагнетательных скважин;
- отсутствие в воде сероводорода, диоксида углерода, водорослей, микроорганизмов, инициирующих интенсивное развитие коррозии оборудования и существенное снижение приемистости нагнетательных скважин.

Растворенный в воде кислород вызывает интенсивную коррозию металла и способствует активному развитию в пласте аэробных бак-

терий. Диоксид углерода (CO_2) понижает pH воды и приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, а также к усилению коррозии оборудования. Сероводород образует, реагируя с железом, твердые уносимые потоком воды частицы сернистого железа, а при наличии кислорода – сернистую кислоту. Он может образовываться в результате восстановления содержащихся в воде сульфатов кальция углеводородами нефти с выделением диоксида углерода и в виде осадка карбоната кальция. Наличие его в продукции добывающих скважин приводит к усилению коррозии нефтедобывающего оборудования.

При контроле за составом закачиваемой сточной воды уделяют внимание также условиям возможного развития и размножения так называемых сульфатных бактерий. Сульфатопоглощающие и сульфатообразующие бактерии вызывают биокоррозию металлов. Они могут жить за счет расщепления органических и неорганических веществ и развиваться как при отсутствии свободного кислорода (анаэробные бактерии), так и при наличии растворенного в воде кислорода (аэробные бактерии). Сульфатовосстанавливающие бактерии способны полностью восстанавливать сульфаты, имеющиеся в закачиваемой воде и образовывать до 100 мг/л сероводорода. Ионы сульфатов (SO_4^{2-}) инициируют процесс, а жизнедеятельность получающейся при этом культуры бактерий способствует образованию сульфидов железа. Высокая плотность сульфида железа служит причиной его выпадения в пласте, особенно в призабойной зоне скважин. При выносе же на поверхность FeS вызывает образование трудно разрушимого промежуточного слоя в резервуарах системы подготовки и хранения промышленной продукции.

Из-за химической несовместимости закачиваемой и пластовой вод возможно снижение проницаемости пласта вследствие набухания глин в пресных водах и выпадения различных осадков. Механические примеси, соединения железа (продукты коррозии и сернистое железо), водоросли и различные микроорганизмы заиливают (кольматируют) поверхность фильтрации, выключают мелкопористые слои из процесса вытеснения. Наиболее часто встречающиеся причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта нагнетательных скважин на месторождениях Западной Сибири заключаются в следующем:

– частичная или полная кольматация порового пространства пласта твердой фазой глинистого раствора встречается в процессе вскрытия пласта бурением и перфорацией, а также твердой фазой

промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других видов работ;

- кольматация ПЗП механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой;

- повышенная остаточная нефтенасыщенность отдельных пропластков, примыкающих к призабойной зоне нагнетательных скважин, особенно тех, которые пробурены внутри контура нефтеносности и переведены под нагнетание воды, за счет снижения фазовой проницаемости по воде;

- кольматация призабойной зоны пласта окисленной нефтью при нагнетании в пласты подтоварных сточных вод;

- набухание глин породы-коллектора при взаимодействии с пресной водой и растворами некоторых химических реагентов (щелочей), приводящее к снижению абсолютной проницаемости пласта, особенно низкопроницаемых прослоев;

- снижение проницаемости породы-коллектора на 15–60 % может произойти при смене минерализованной сеноманской или подтоварной воды на пресную из-за усиления потенциала течения.

Устанавливать единые нормы по качеству воды для закачки в пласты нецелесообразно. Допустимое содержание механических примесей и эмульгированной нефти принимают с учетом проницаемости и трещиноватости пород до 5–50 мг/л, причем с увеличением трещиноватости повышается их допустимое содержание. Диаметр фильтрационных каналов должен быть в 3–6 раз больше диаметра частиц твердой фазы, которые имеются в закачиваемой воде. Пригодность воды к вытеснению нефти на той или иной залежи оценивается в лаборатории (стандартный анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и пробной закачкой в пласт.

По промысловым данным затухание фильтрации воды в пласт (снижение приемистости за счет кольматации пласта в околоствольной зоне) можно оценить путем построения динамики работы нагнетательных скважин в координатах Холла (рис. 5.3.2). По методике Холла строится график давлений закачки во времени в декартовых координатах, как функция общего нагнетаемого объема воды. Это отношение должно быть линейным (участок АВFC). Диагностическим параметром является отклонение от линейности вверх или вниз. Отклонение вверх (участок ВD) свидетельствует об ухудшении фильтрационных свойств пласта в околоствольной зоне

нагнетательных скважин. Отклонение вниз (участок FE) связано с движением части закачиваемой воды по трещинам автоГРП или ГРП.

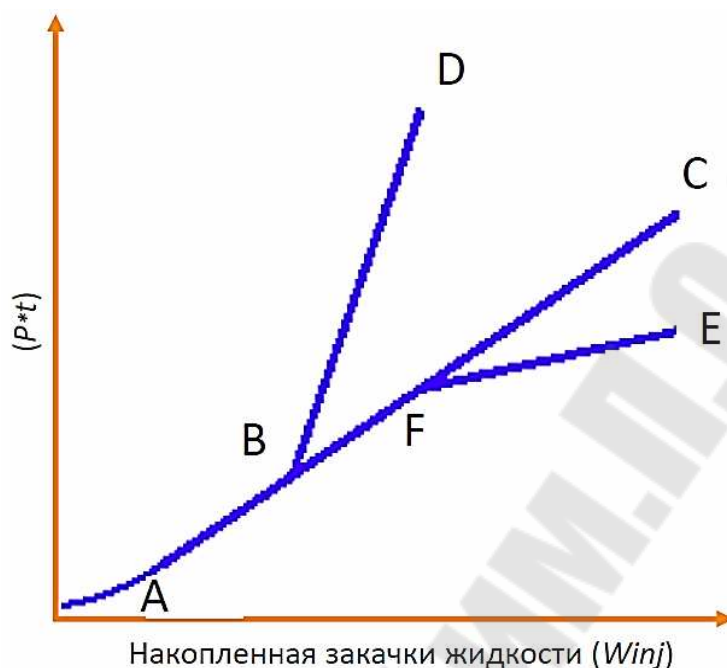


Рис. 5.3.2. Динамика работы нагнетательной скважины в координатах Холла: АВFC – радиальная фильтрация закачиваемой воды в пласт (стабильная работа скважины); BD – кольматация околоствольной зоны пласта; FE – движение части воды по зонам низкого фильтрационного сопротивления

На рис. 5.3.3 приведен график Холла, отражающий динамику работы нагнетательной скважины 6 Судовицкого месторождения (Беларусь). Из рис. 5.3.3 видно, что при объемах накопленной закачки воды по скважине около 65000 м^3 вода начала поступать из скважины в пласт по каналам с низким фильтрационным сопротивлением (возможно по трещинам). При этом при неизменной приемистости скважины $130 \text{ м}^3/\text{сут}$ устьевое давление закачки воды снизилось с $19,0 \text{ МПа}$ до $1,0 \text{ МПа}$, а график Холла резко отклонился вниз. По мере эксплуатации скважины устьевое давление закачки воды постепенно увеличилось до $9,0 \text{ МПа}$. При этом график Холла начал приближаться к линии, характеризующей радиальную фильтрацию. При объемах закачки примерно 325000 м^3 устьевое давление нагнетания воды увеличилось с $9,0$ до $20,1 \text{ МПа}$ при неизменной приемистости пласта. На графике Холла кривая отклонилась вверх, что свидетельствует о кольматации околоствольной зоны скважины.

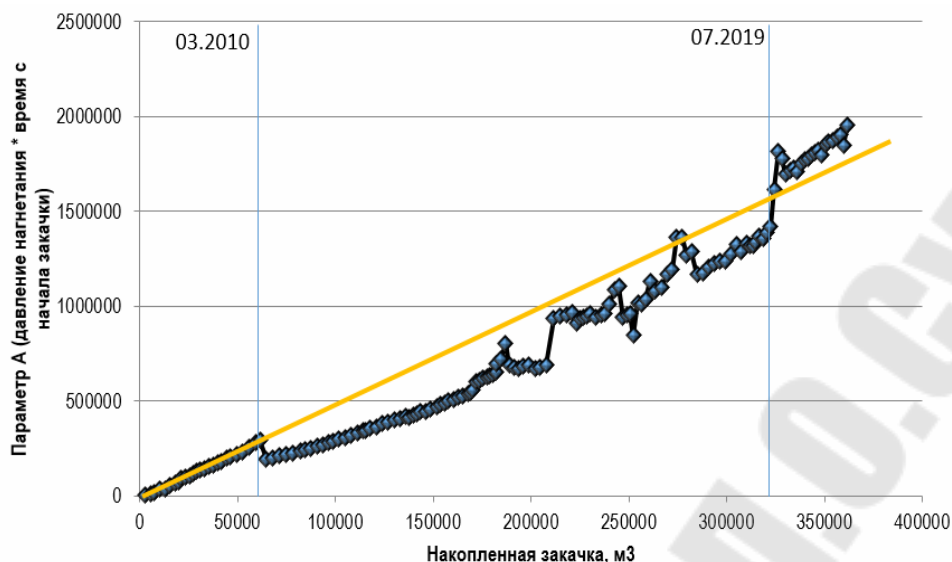


Рис. 5.3.3. График Холла по нагнетательной скважине 6 Судовицкого месторождения

Особое внимание при закачке в пласт «первичной» или «повторной» воды уделяют составу солей и их содержанию. Химический состав сопоставляют с составом пластовой воды с целью выяснения степени совместимости этих жидкостей в пластовых условиях.

Состав и содержание минеральных солей в воде оценивается по методике шестикомпонентного анализа на наличие положительных ионов кальция (Ca^{2+}), магния (Mg^{2+}) и натрия (Na^{2+}) и отрицательных ионов хлора (Cl^-), сульфата (SO_4^{2-}) и группы HSO_3 . Помимо ионного анализа определяют плотность воды, pH, содержание КВЧ (количества твердых взвешенных частиц) и др. показатели. Допустимые значения перечисленных показателей обычно устанавливают индивидуально для каждого объекта разработки (месторождения, залежи). Индивидуального подхода требуют и отдельные составляющие объекта разработки.

5.4. Очистка и подготовка воды к закачке в нагнетательные скважины

Большинство современных систем очистки сточных пластовых вод (СПВ), которые функционально и территориально совмещаются с установкой подготовки промышленной продукции, можно классифицировать следующим образом:

Схема 1. Подготовка СПВ на основе использования вертикальных стальных резервуаров-отстойников (РВО).

Схема 2. Подготовка СПВ отстаиванием в РВО и фильтрованием в напорных фильтрах.

Схема 3. Подготовка СПВ в напорных отстойниках (НО).

Схема 4. Подготовка СПВ отстаиванием в НО и фильтрованием в напорных фильтрах.

Схема 5. Открытая очистка СПВ.

Схема 6. Подготовка СПВ отстаиванием в нефтеловушках и прудах с последующим напорным фильтрованием.

Кроме указанных технологий очистки СПВ, на установках подготовки нефти, воды и газа применяются различные специальные технологии, среди которых необходимо выделить две:

Технология 1, предназначенная для подготовки смешанных пластовых вод, поступающих из различных продуктивных горизонтов, например девонского и угленосного.

Технология 2, предназначенная для подготовки и очистки промышленной продукции с высоким содержанием механических примесей и высокоплотных компонентов типа сульфида железа.

Необходимость использования специальных технологий и схем очистки СПВ возрастает в связи с отбором пластовой продукции из разных горизонтов. Строительство параллельных установок для подготовки продукции двух и более горизонтов на одной площади, как правило, неэффективно. Как правило используются совмещенные технологии.

При проектировании и эксплуатации систем очистки СПВ, входящих в состав установки подготовки нефти (УПН), необходимо учитывать влияние смежных объектов: технологических (нефтяных) резервуаров, средств утилизации, в том числе коммерческой, углеводородных и иных примесей.

Очистка СПВ непосредственно на нагнетательных скважинах осуществляется чаще всего с целью восстановления их приемистости. На режиме самоизлива из полости нагнетательной скважины и из загрязненной призабойной зоны пласта выносятся СПВ. Механические примеси и углеводородные компоненты отделяются обычно с использованием трех схем.

По первой схеме загрязненная вода отбирается непосредственно из нагнетательной скважины, очищается на передвижной установке и снова закачивается в пласт. В состав передвижной водоочистной установки входят буферная емкость, фильтры и высоконапорный насос с дизельным приводом. Производительность установки – 30–40 м³/ч.

По второй схеме у каждой нагнетательной скважины сооружаются резервуары-накопители или накопители СПВ суммарным объемом около 250 м³ с водонепроницаемыми днищем и стенками. Промывная вода из накопителей вывозится автоцистернами на базовые установки подготовки СПВ и УПНиВ.

По третьей схеме загрязненные СПВ под давлением самоизлива подаются на очистные сооружения на УПНиВ. При этом на участках от водораспределительного пункта (ВРП) до КНС и от КНС до УПНиВ сооружаются специальные водоводы либо используются вторые нитки рабочих водоводов. На КНС и ВРП устанавливаются переключающие устройства. Исследования ТатНИПИнефти и Гипровостокнефти показали, что в первые 20–50 минут самоизлива, т.е. в период опорожнения полости скважины, в СПВ содержится фоновое количество примесей. Далее степень загрязнения резко возрастает до 10 г/л и более, а затем постепенно снижается. Продолжительность отбора загрязненных СПВ лимитируется дебитом самоизлива, от которого зависит скорость выноса механических примесей.

5.5. Оборудование для закачки воды в пласт

Различные технологические жидкости нагнетаются в пласт посредством одинакового оборудования. Основными элементами оборудования для закачки воды служат насосные станции, водораспределительные системы, водораспределительные пункты, водоводы, нагнетательные скважины.

Водоочистная станция – это комплекс оборудования по очистке сточных и поверхностных вод, предназначенных для искусственного заводнения нефтяных пластов. Входит в промысловую водораспределительную систему. Она включает: насосные станции, дозатор, смеситель, осветлитель (отстойник), резервуар чистой воды, водоводы и др. оборудование. Вода (речная, озерная) нагнетается насосами станции первого подъема в смеситель, в который из дозатора подается необходимое количество коагулянта, способствующего осаждению взвешенных в воде частиц. Обработанная коагулянтом вода самотеком поступает в осветлители, а затем на песчаные фильтры, где окончательно очищается от примесей. Для удаления из фильтра осевших частиц его промывают чистой водой, подаваемой снизу вверх. При наличии в водах соединений железа, водонерастворимых солей и нефти в водоочистную станцию вводят

различное оборудование и подвергают воду дополнительной обработке химическими реагентами и другими средствами (ингибиторы коррозии вводят в воду на кустовых насосных станциях).

Очищенная вода скапливается в подземных резервуарах, откуда насосами станции второго подъема перекачивается по магистральному водоводу на кустовые насосные станции (КНС) водораспределительной системы месторождения.

Недостатком такой водоочистной станции является контакт поверхностной воды с кислородом воздуха, усиливающего коррозионное разрушение труб и оборудования при закачке воды в нефтяные горизонты.

С начала 70-х прошлого столетия годов была внедрена более эффективная схема водоочистной станции, обеспечивающая изоляцию вод от воздействия внешней воздушной среды.

На станции этого типа, вода содержащая механические примеси и капельки нефти подается в специальный резервуар, откуда в виде капель попадает в слой нефти. В последнем задерживаются частицы нефти, а капли воды с механическими примесями за счет разности плотностей осаждаются в дренаж. Уровни воды и нефти в резервуаре постоянно регулируются. Очищенная вода самотеком перетекает в резервуар-флотатор, в который подается сжатый газ. Во флотационной камере пузырьки газа, захватывая механические примеси, поднимаются в верхнюю часть резервуара, откуда последние удаляются в виде пены. Очищенная вода подается на КНС.

Водораспределительная система. Различные технологические жидкости нагнетаются в пласт посредством одинакового оборудования. Основными элементами оборудования для закачки воды служат насосные станции, водораспределительные системы, водо-распределительные пункты, водоводы, нагнетательные скважины.

В состав водораспределительной системы входит комплекс трубопроводов, насосного и др. специального оборудования нефтяных промыслов для подачи воды к нагнетательным скважинам. Водораспределительные системы бывают нескольких типов.

Кольцевые водораспределительные системы строят на значительных по площади месторождениях (круглой или овальной формы). Они отличаются наиболее высокой надежностью ввиду наличия специальных перемычек, позволяющих оперативно исключать из схемы аварийные участки. В комплекс сооружений водораспределительной системы входят:

- водоочистная станция;
- магистральные и подводящие водоводы;
- подземные резервуары чистой воды;
- кустовые насосные станции;
- железобетонные распределительные колодцы;
- водоводы высокого давления;
- нагнетательные линии и скважины.

Магистральные водоводы обычно диаметром 800–1200 мм рассчитываются на давление 3 МПа. Диаметр водоводов высокого давления 100–150 мм, максимальное рабочее давление – до 25 МПа, пропускная способность до 2000 м³/сут. К трубопроводам такого типа подключают одну (при диаметре 100 мм) или две (при диаметре 150 мм) нагнетательные скважины. Все водоводы системы заводнения выполняются из цельнонатянутых бесшовных стальных труб.

Одна кустовая насосная станция обеспечивает водой до 10 нагнетательных скважин, работает на полном автоматическом режиме. Для предотвращения коррозии оборудования, особенно при закачке сточных вод, на кустовых насосных станциях устанавливают дозирочные насосы подачи ингибиторов коррозии в водоводы высокого давления.

Насосные станции и установки для закачки воды. Для закачки воды используются насосные станции и установки, базирующиеся, в основном, на центробежных или поршневых насосных агрегатах.

К насосным станциям, называемым кустовыми насосными станциями (КНС), подключается до нескольких десятков нагнетательных скважин. Наибольшее развитие получили кустовые насосные станции блочного исполнения. Выделяются блочные кустовые насосные станции (БКНС) на базе центробежных насосов ЦНС-180 и ЦНС-500.

5.6. Методы контроля функционирования системы ПД

Широко внедренные методы заводнения при эксплуатации нефтяных месторождений вызвали необходимость непрерывного контроля режима разработки залежи. В практике нефтепромысловых работ многочисленные задачи решаются, в основном, геофизическими методами. Основные задачи данной проблемы можно сгруппировать в следующие группы:

- контроль за продвижением контура нефтегазоносности и перемещением ВНК и ГВК;
- выявление обводненных слоев и прослоев;
- определение характера жидкости, притекающей к забою;
- оценка приемистости пластов и интенсивности притока жидкости из различных их частей;
- контроль технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин и ряд других задач, возникающих в процессе разработки.

Геофизические исследования для контроля за разработкой залежи проводятся в скважинах эксплуатационного фонда: фонтанирующих, оборудованных глубинными насосами, нагнетательных, контрольных, пьезометрических и остановленных на ремонт. Современные приборы (диаметром 25–50 мм) дают возможность проводить измерения через колонну насосно-компрессорных труб в процессе фонтанирования или через серповидный зазор между штангами глубинного насоса и обсадной колонной.

Использование данных термометрии. По данным термометрии в неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В связи с различием температур нагнетаемых и пластовых вод процесс вытеснения нефти водой сопровождается изменением температуры пласта. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость в эксплуатационной и поглощающих – в нагнетательной скважине). Решение задачи производится путем сравнения геотермы (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, удаленной от мест отбора флюида и закачки, находящейся в режиме теплового равновесия с окружающими породами) с термограммами исследуемых скважин.

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды производится следующим образом. Обводненный пласт, который закачивается вода с меньшей температурой, чем температура пластовой воды, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений. В зависимости от местоположения пласта-источника изменяется расположение термо-

граммы относительно геотермы. Термограммы могут располагаться выше, ниже и пересекать геотермы. Весьма перспективен метод высокочувствительной термометрии при выделении газоносных, нефтеносных и водоносных интервалов в эксплуатационных действующих и остановленных скважинах с использованием дроссельного эффекта (эффект Джоуля-Томсона). Расчеты показывают, что при депрессии на пласт 2 МПа изменение температуры за счет дроссельного эффекта на контакте нефть-газ должно составлять от 5,8 до 9 °С, на разделе вода – нефть – от 0,33 до 0,73 °С и на границе вода-газ – от 5,47 до 8,47 °С.

Наличие в скважине притока газа или нефти фиксируется температурной аномалией. При поступлении газа это фиксируется заметным снижением температуры, при движении нефти на фоне изменения геотермического градиента за счет дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02–0,03 °С. Для получения максимального температурного эффекта против нефтеносных пластов необходимо проводить исследования высокочувствительной термометрией не более чем через 2–3 суток после остановки скважины.

На определенной стадии разработки нефтяные пласты начинают обводняться нагнетаемыми водами. Поступление воды в скважину свидетельствует о подходе фронта закачиваемой воды либо о прорыве нагнетаемой воды. Обводнение продуктивного пласта минерализованной водой сравнительно легко установить в необсаженных скважинах с помощью метода кажущегося сопротивления (КС) и индукционного метода (ИК) по заметному снижению удельного сопротивления пласта в интервале поступления воды, а в обсаженных скважинах – по данным радиоактивных методов – НГМ, ННМ-Т.

В процессе выработки залежи, особенно на ее поздней стадии, при замещении нефти или газа в пласте пресной водой, различить пласты нефтегазоносные и водонасыщенные по величине электрического сопротивления практически невозможно. Наиболее уверенно в необсаженных скважинах можно выделить обводненные пресной водой пласты по данным метода потенциалов собственной поляризации (ПС) пород. Если пласт обводнился в кровле, то наблюдается смещение линии глин кривой напротив покрывающих пород влево. В случае обводнения подошвы пласта – линия глин кривой напротив покрывающих глин смещается вправо, при обвод-

нении пласта по всей его мощности отмечается общее уменьшение амплитуды.

В необсаженных скважинах для выделения обводненных пластов и интервалов их обводнения пресными водами эффективны диэлектрические методы (ДИМ и ВДМ). Обводненные участки пласта отмечаются более высокими значениями диэлектрической проницаемости, чем нефтенасыщенные. Например, диэлектрическая проницаемость нефтенасыщенных песчаников составляет 5–13 ед., а песчаников обводненных пресной водой – более 15 ед.

Эффективны при выделении обводненных пластов и интервалов обводнения в необсаженных скважинах данные низкочастотного широкополосного акустического метода (НШАМ). Этот метод можно применять и в обсаженных скважинах, но при условии хорошего сцепления цемента с породой и колонной.

Контроль обводнения пластов в процессе разработки возможен по данным радиогеохимического эффекта. В нефтяной залежи в передней части фронта вытеснения возникает поле аномально высоких концентраций радия и продуктов его распада – радиогеохимический эффект. Подход нагнетаемых вод с высокой концентрацией радиоактивных элементов к нефтяным скважинам и адсорбция радиоактивных солей поверхностью цементного камня сопровождаются аномальным повышением естественной радиоактивности в обводненной части пласта. Для определения обводняющихся интервалов измеряется интенсивность естественной радиоактивности до и в процессе обводнения. Естественная радиоактивность обводненной части пласта аномально возрастает, а гамма-активность нефтеносной его части остается неизменной. Радиогеохимический эффект проявляется в скважинах при вытеснении нефти водой любой минерализации. Он считается установившимся, если естественная радиоактивность, обусловленная этим эффектом, на 10 % выше интенсивности естественного гамма – поля.

Расходометрия скважин. Расходометрия заключается в измерении скорости перемещения жидкости в колонне скважины спускаемыми в нее на каротажном кабеле приборами, получившими название расходомеров. С их помощью решаются следующие основные задачи: в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в оставленных выявляют наличие перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами, изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных

пластов, разделенных неперфорированными интервалами, строят профили притока или приемистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом. Различают гидродинамические и термокондуктивные расходомеры, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакерные.

Измерительным элементом гидродинамического расходомера является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через нее проходит поток жидкости, заставляющий ее вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту ее вращения. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Частота импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Применяют пакерные, с управляемым пакером и беспакерные приборы. Пакерный прибор РГД-5 дает возможность измерять весь приток жидкости в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины диаметром 146–168 мм. Спуск беспакерного прибора или с управляемым пакером ДГД-8 возможен также при наличии в колонне насосно-компрессорных труб диаметром 50,8–63,5 мм.

5.7. Требование к системе ППД и закачиваемой воде

Современные нормы и требования к системам ППД сформулированы и отражены в Правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и заключаются в нижеследующем.

1. Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надежный учет закачиваемой в продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

2. Система ППД должна обеспечивать:

– объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее

нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;

– подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;

– возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;

– герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;

– возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.

3. Мощность сооружений систем заводнения должны обеспечить осуществление максимальной закачки по каждому технологическому блоку (площадке) разработки.

Требования к нагнетательной скважине и закачиваемой воде заключаются в следующем:

1. Параметры бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов в нагнетательных скважинах должны соответствовать требованиям, предусмотренным в проектах на строительство данной категории скважин.

2. Конструкции нагнетательных скважин (диаметры их обсадных колонн, высота подъема цемента и др.) обосновываются в технологических проектных документах на разработку месторождений. Они должны обеспечивать:

– возможность закачки предусмотренных в проектах объемов воды и проведение геолого-технических мероприятий при заданных рабочих давлениях;

– производство всех видов ремонтов и исследований с использованием соответствующего оборудования, аппаратуры, приборов и инструмента;

– надежное разобщение пластов и объектов разработки.

3. Для обеспечения запроектированных показателей приемистости

и охвата закачкой всего вскрытого продуктивного разреза конструкция забоя нагнетательной скважины должна быть такой, чтобы фильтрующая поверхность пласта была максимально открытой.

4. Физико-химические свойства воды, закачиваемой в пласт должны обеспечивать продолжительную устойчивую приемистость пласта и высокую нефтеотмывающую способность, не ухудшая свойств нефти, газа и пласта.

5. Используемая для заводнения пласта вода по своим свойствам должна быть совместима с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью (не вызывать образование осадка в пласте и эксплуатационном оборудовании). Требования к качеству закачиваемой воды определяются проектными технологическими документами на разработку, в которых допустимое содержание в воде механических и химических примесей, железа в окисной форме, нефтепродуктов, кислорода, водорослей и микроорганизмов устанавливается в зависимости от коллекторских свойств и литологической характеристики продуктивных пластов, разбухаемости глинистых частиц. Конкретные способы, технология очистки и подготовки воды обосновываются в проектах обустройства месторождения, подлежат строгому соблюдению при осуществлении процесса заводнения.

6. При закачке в пласты сточных или других коррозионно-агрессивных вод для защиты водоводов, обсадных колонн скважин и другого эксплуатационного оборудования от коррозии применяются защитные покрытия, ингибиторы коррозии, герметизация затрубного пространства и т.д. Защита от коррозии должна быть определена в проекте на обустройство месторождения.

7. Нестабильные воды, склонные к выделению и отложению солей в сооружениях системы ППД, в пласте и оборудовании добывающих скважин перед закачкой в пласты должны обрабатываться ингибиторами солеотложения.

8. Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов ПАВ, кислот, щелочей и полимеров следует использовать воду, исключаящую деструкцию реагентов и не образующую с ними соединений, способных выделяться в осадок после контакта с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью.

5.8. Основные характеристики процесса поддержания пластового давления закачкой воды

Техника и технология разработки залежей углеводородов с ППД закачкой воды связана с некоторыми понятиями и определениями, которые характеризуют процесс, его масштабы, степень компенсации отборов закачкой, сроки выработки запасов, число нагнетательных и добывающих скважин и др. К числу таких характеристик относится количество нагнетаемой воды. При искусственном водонапорном режиме, когда отбор нефти происходит при давлении в пласте выше давления насыщения, объем отбираемой жидкости, приведенный к пластовым условиям, должен равняться объему нагнетаемой жидкости, также приведенной к пластовым условиям, т.е. к пластовой температуре и давлению. Поскольку в этих условиях пластовая продукция состоит только из нефти и воды, а газ находится в растворенном состоянии, то можно написать следующее уравнение баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

$$Q_{\text{наг}} \cdot b_{\text{в}} = (Q_{\text{н}} \cdot b_{\text{н}} + Q_{\text{в}} \cdot b'_{\text{в}} + Q_{\text{ут}}) \cdot k, \quad (5.8.1)$$

где $Q_{\text{наг}}$ – объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях (например, м³/год); $b_{\text{в}}$ – объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления (для обычных пластовых температур и давлений $b_{\text{в}} = 1,01$); $Q_{\text{н}}$ – объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти); $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления. Для каждого конкретного пласта $b_{\text{н}}$ определяется экспериментально на установках *PVT* или приближенно рассчитывается по статистическим формулам. Обычно $b_{\text{н}} = 1,05–1,30$, но иногда достигает величины 2,5; $Q_{\text{в}}$ – объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях; $b'_{\text{в}}$ – объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды, который может отличаться от объемного коэффициента для пресной воды; $Q_{\text{ут}}$ – объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки); k – коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах водоводов и по

другим технологическим причинам. Обычно коэффициент $k = 1,1-1,15$.

Из уравнения (5.8.1) находят расход нагнетаемой воды $Q_{\text{наг}}$. Очевидно, число нагнетательных скважин $n_{\text{наг}}$, их средняя приемистость $q_{\text{наг}}$ и расход нагнетаемой воды связаны соотношением:

$$Q_{\text{наг}} = q_{\text{наг}} \cdot n_{\text{наг}}. \quad (5.8.2)$$

Если по результатам опытной эксплуатации нагнетательных скважин или по результатам расчета известен их средняя приемистость $q_{\text{наг}}$, то из (5.8.2) определяют необходимое число нагнетательных скважин $n_{\text{наг}}$. Если $n_{\text{наг}}$ предопределено схемой размещения скважин, то из (5.8.2) определяют среднюю приемистость нагнетательной скважины $q_{\text{наг}}$, которая зависит от гидропроводности пласта в районе нагнетательной скважины и от репрессии, т.е. от величины давления нагнетания воды.

Приемистость нагнетательной скважины находят гидродинамическими расчетами всей системы добывающих и нагнетательных скважин или приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии. Давление нагнетания и приемистость должны находиться в технически осуществимых пределах и не должны превышать возможностей технологического оборудования. Некоторое регулирование этих величин возможно воздействием на призабойную зону нагнетательных скважин для улучшения их поглощательной способности (кислотные обработки, гидроразрывы и др.).

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей из пласта закачкой вводится понятие коэффициента текущей и накопленной компенсации. **Коэффициент текущей компенсации:**

$$m_T = \frac{Q_{\text{наг}} b_B}{(Q_H b_H + Q_B b'_B + Q_{\text{ут}}) k} \quad (5.8.3)$$

– это отношение объема нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (год, месяц, сутки и т.д.). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если $m_T < 1$, закачка отстает от отбора. На залежи следует ожидать падения среднего пластового давления. Если $m_T > 1$, закачка превышает отбор и давление в пласте должно расти. При $m_T = 1$ должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо, каким он был в начале разработки.

Коэффициент накопленной компенсации:

$$m_n = \frac{\int_0^t Q_{\text{наг}} b_B dt}{\int_0^t (Q_n b_n + Q_B b'_B + Q_{\text{ут}}) k dt}. \quad (5.8.4)$$

Числитель в (5.8.4) – суммарное количество закачанной в пласт воды от начала закачки до данного момента времени t . Знаменатель – суммарное количество отобранной из пласта жидкости (нефти и воды), приведенное к пластовым условиям, а также суммарные утечки за время нагнетания в течение всей эксплуатации залежи, включая отбор жидкости разведочными скважинами. При этом, если $m_n < 1$, текущее среднее пластовое давление меньше первоначального, так как закачка не скомпенсировала суммарный отбор жидкости. Если $m_n = 1$. Среднее пластовое давление восстанавливается до начального пластового давления, так как закачка полностью компенсирует суммарный отбор жидкостей. Если $m_n > 1$, текущее среднее пластовое давление превышает первоначальное, так как закачено в пласт жидкости больше, чем отобрано.

В технологии добычи нефти часто пользуются такими понятиями, как «давление на линии нагнетания» и «давление на линии отбора». Введение этих понятий упрощает физическую картину фильтрации жидкости от линии расположения нагнетательных скважин к рядам добывающих скважин, а также позволяет однозначно характеризовать депрессию обуславливающую приток жидкости к линиям отбора. Давление на линии нагнетания – это среднеинтегральное давление в пласте вдоль линии нагнетательных скважин. Вокруг нагнетательных скважин образуются репресссионные воронки, обращенные вверх с наибольшим давлением (вершина воронки) на забоях нагнетательных скважин (рис. 5.8.1). На рисунке ординаты заштрихованной части эпюры – абсолютные величины давлений в пласте, изменяющиеся вдоль линии S . Средняя ордината, т.е. высота P_n прямоугольника длиной S и площадью $P_n \cdot S$, – среднеинтегральное давление.

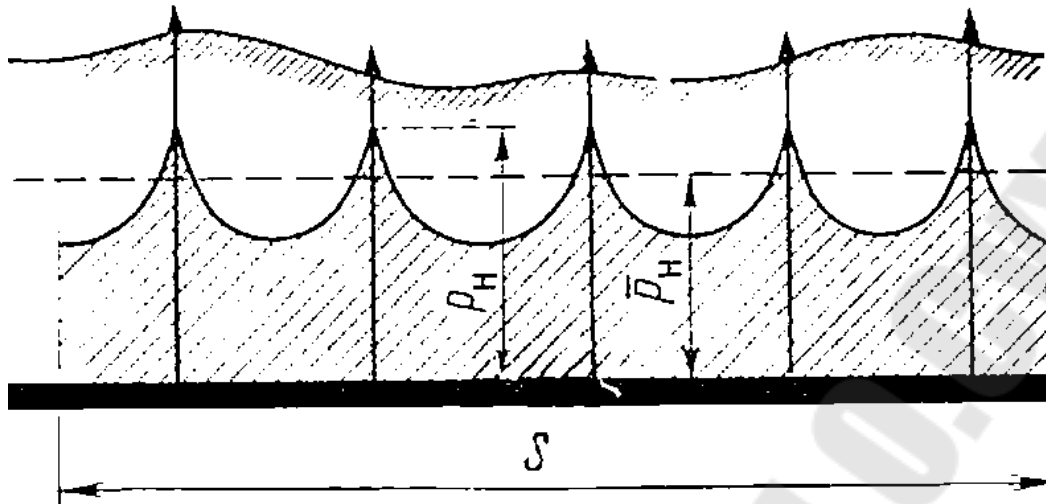


Рис. 5.8.1. Изменение давления по линии нагнетательных скважин

По определению

$$\bar{P}_H = \frac{\int_0^S P(S) dS}{S}, \quad (5.8.5)$$

или

$$\bar{P}_H = \frac{F}{S}, \quad (5.8.6)$$

где F – заштрихованная площадь эпюры давлений.

Забойные давления нагнетательных скважин могут быть различными. Закон распределения давления вокруг забоя скважин близок к логарифмическому. Используя формулу для распределения давления при радиальном течении, можно построить кривые распределения давления между нагнетательными скважинами. Таким образом, по эпюре распределения давления вдоль линии нагнетания в реальном конкретном случае может быть определена площадь эпюры F , а по формуле (5.8.6) найти давление на линии нагнетания. Существуют весьма простые расчетные методы определения давления на линии нагнетания, однако эти методы справедливы только при одинаковых забойных давлениях во всех нагнетательных скважинах, равных расстояниях между скважинами и однородном пласте. Расчетная формула имеет вид:

$$\bar{P}_H = P_H - Q \cdot \omega, \quad (5.8.7)$$

где P_n – давление на забоях нагнетательных скважин (во всех скважинах одинаковое); Q – суммарная приемистость нагнетательного ряда; $\omega = \frac{\mu}{2\pi khn} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{пр}}$ – внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда.

Здесь μ – вязкость воды; k – проницаемость; h – толщина пласта; n – число скважин в ряду; σ – половина расстояния между нагнетательными скважинами; $r_{пр}$ – приведенный радиус нагнетательной скважины.

Давление на линии отбора определяется аналогично, т.е. как среднеинтегральное давление вдоль линии добывающих скважин. В добывающих скважинах депрессионная воронка обращена вершиной вниз (рис. 5.8.2). Давление на линии отбора равно:

$$\bar{P}_c = \frac{\int_0^S P(S) dS}{S} \quad (5.8.8)$$

или

$$\bar{P}_c = \frac{F}{S},$$

где F – площадь заштрихованной эпюры.

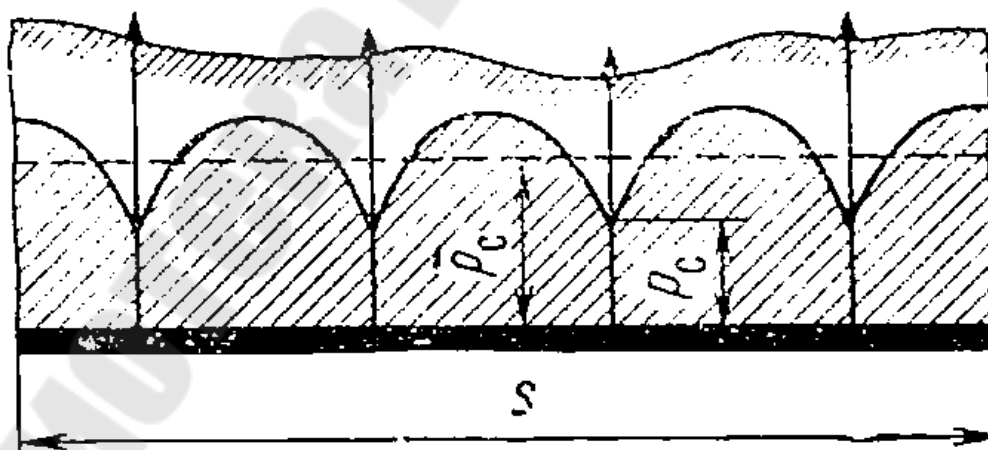


Рис. 5.8.2. Изменение давления вдоль линии отбора

При аналитических расчетах:

$$\bar{P}_c = P_n + Q\omega,$$

где \bar{P}_c – давление на забоях добывающих скважин данного ряда (одинаковые во всем ряду); Q – дебит добывающих скважин данного ряда, расположенных в пределах длины S .

Среднее давление на линии нагнетания меньше забойных давлений в нагнетательных скважинах ($P'_n < P_n$), а среднее давление на линии отбора больше забойных давлений в добывающих скважинах ($P'_c > P_c$). Величина $P'_n - P'_c = \Delta P$, называется депрессией (перепадом давления) между линией нагнетания и линией отбора. От величины этой депрессии зависит дебит добывающих рядов скважин, который увеличивается с ростом ΔP . Увеличение депрессии может быть достигнуто как за счет увеличения давления на линии нагнетания P_n , так и за счет снижения давления на линии отбора P_c .

5.9. Поддержание пластового давления закачкой газа

В продуктивных коллекторах, в составе которых присутствует много глинистого материала, разбухающего при его смачивании пресной водой, закачка воды для ППД, как правило, неэффективна. Нагнетательные скважины обладают очень низкой поглотительной способностью с большим затуханием приемистости, требует специальной обработки воды и высоких давлений нагнетания. Однако в этих же условиях закачка сухого углеводородного газа, не взаимодействующего с породами коллектора, может оказаться достаточно эффективной, так как при этом обеспечиваются технически приемлемые параметры процесса, такие как приемистость и давление. С энергетической точки зрения ППД закачкой газа – процесс более энергоемкий по сравнению с закачкой воды. Другими словами, на вытеснение единицы объема нефти при закачке газа затрачивается энергии больше, чем при вытеснении нефти водой. Это объясняется двумя главными причинами.

1. При закачке воды необходимое забойное давление создается как давлением воды на устье нагнетательной скважины, так и большим гидростатическим давлением водяного столба в скважине. При закачке газа, плотность которого значительно меньше плотности воды, гидростатическое давление газового столба мало (примерно в 7–15 раз меньше, чем водяного). Поэтому необходимое забойное давление приходится создавать за счет увеличения давления на устье (давление нагнетания), вследствие чего возрастают затраты энергии на закачку газа в пласт.

2. При закачке газа, вследствие его большой сжимаемости, необходимый объем газа нужно предварительно сжать до забойного давления, на что расходуется большое количество энергии. Тогда как при закачке воды, вследствие ее «жесткости», энергия на сжатие практически равна нулю.

Кроме того, некоторое количество нагнетаемого углеводородного газа растворяется в пластовой нефти, отчего общее количество закачиваемого газа увеличивается.

Поэтому ППД закачкой газа не нашло широкого распространения и применяется главным образом на истощенных нефтяных месторождениях, пластовое давление которых мало, или на неглубоких месторождениях.

Количество газа, необходимое для нагнетания в пласт только для поддержания пластового давления на существующем уровне, очевидно, равняется сумме объемов добытой нефти, воды и газа, приведенных к пластовым условиям (P, T).

Компрессоры, необходимые для осуществления ППД, подбираются в соответствии с давлением на устье и общим расходом нагнетаемого газа.

При наличии на данном месторождении или поблизости мощного источника природного газа достаточно высокого давления его можно эффективно использовать для ППД. Это приводит к большому сокращению капитальных вложений, так как отпадает необходимость в строительстве компрессорных станций, и к сокращению энергетических затрат на закачку газа, составляющих главные статьи расходов на осуществление ППД закачкой газа в пласт. В качестве рабочего агента может быть использован не только сухой углеводородный газ, но и воздух, а также и углекислый газ – CO_2 , если имеются его источники.

Использование углеводородного и углекислого газов более предпочтительно, так как их высокая растворимость в нефти приводит к снижению вязкости нефти на контакте с газом в пласте и увеличению коэффициента вытеснения. Кроме того, закачка чистого углеводородного газа, а тем более углекислоты более безопасна, чем закачка воздуха, при котором возможно образование взрывоопасных смесей с углеводородами.

Газ в нагнетательные скважины обычно закачивают через НКТ, спускаемые до верхней части фильтра колонны. Кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной перекрывается пакером, устанавливаемым в нижней части НКТ. Это делается для изоляции

колонны, которая не всегда выдерживает высокие давления закачки, а на истощенных месторождениях обсадные колонны из-за коррозии бывают негерметичными.

Прорывы нагнетаемого газа в отдельные добывающие скважины увеличивают его удельный расход и энергетические затраты на процесс. Поэтому важно своевременное их выявление и устранение. Прорывы газа в добывающие скважины происходят по наиболее проницаемым прослоям после вытеснения из них жидкости (нефти и воды). Для их выявления следят за величиной газового фактора в добывающих скважинах и за химическим составом газа. Особенно просто выявляются такие прорывы при закачке воздуха, когда в извлекаемом газе резко увеличивается содержание азота, сопровождаемое увеличением газового фактора. Борьба с прорывами нагнетаемого газа ведется уменьшением отборов жидкости из скважин, в которых отмечается прорыв. В результате чего возрастает забойное давление в скважине и снижается или полностью прекращается поступление газа. Иногда приходится полностью закрывать скважину, в которую произошел прорыв газа. В некоторых случаях борьбу с прорывами ведут со стороны нагнетательной скважины, в которую вместе с газом закачивают воду, нефть или другую вязкую жидкость, заполняющую проницаемый прослой и таким образом затрудняющую фильтрацию газа по такому прослою.

Глава 6. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

6.1. Классификация природных газов

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида C_nH_{2n+2} .

В состав природных газов входят:

а) углеводороды – алканы C_nH_{2n+2} и цикланы C_nH_{2n} ;
б) неуглеводороды – азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , ртуть, меркаптаны RSH .

в) инертные газы – гелий, аргон, криптон, ксенон.

Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4) при нормальных условиях ($p = 0,1$ МПа и $T = 273^\circ K$) являются реальными газами и составляют сухой углеводородный газ.

Пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i = C_4H_{10}$), нормальный бутан – ($n = C_4H_{10}$), бутилены (C_4H_8) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях – в жидком состоянии. Они входят в состав жидких (сжижаемых, сжиженных) углеводородных газов.

Углеводороды, начиная с изопентана ($i = C_5H_{12}$) и более тяжелые ($17 \geq n > 5$) при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от $C_{18}H_{28}$), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

Природные газы подразделяют на три группы.

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений (природные газы). Они представляют собой сухой газ, практически свободный от тяжелых углеводородов.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (попутные газы). Это физическая смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений. Они состоят из сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции. Кроме того, присутствуют N_2 , CO_2 , H_2S , He, Ar и др. газы.

Кроме того, существуют так называемые искусственные газы. Искусственные газы получают из твердых топлив (горючие сланцы, бурый уголь) в газогенераторах, ретортах, тоннельных и прочих печах при высоких температурах, а иногда и при повышенных или высоких давлениях.

Изменение состава природного газа в процессе разработки.

Во время эксплуатации газовых скважин метан – газообразный и находится при температуре выше критической, этан – на грани парообразного и газообразного состояния, а пропаны и бутаны – в паровом состоянии. С повышением давления и понижением температуры компоненты, входящие в состав природных газов чисто газовых месторождений, могут переходить в жидкое состояние. При эксплуатации газоконденсатных месторождений с понижением давления до определенного значения (давления максимальной конденсации) обычно наблюдается переход тяжелых углеводородов в жидкое состояние, при последующем уменьшении давления часть их переходит обратно в газообразное состояние.

Это приводит к тому, что состав газа, а также состав и количество конденсата в процессе разработки газоконденсатных месторождений без поддержания давления изменяются, что следует учитывать при проектировании заводов по переработке газа и конденсата. Если газоконденсатные месторождения разрабатывают с поддержанием давления путем закачки газа в пласт (сайклинг-процесса), состав конденсата практически не изменяется, а состав газа может изменяться при прорыве сухого закачиваемого в пласт газа в эксплуатационные скважины. Если для поддержания пластового давления закачивают в пласт воду, состав газа и конденсата в процессе разработки остаются неизменными.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей предвестником обводнения по данным эксплуатации скважин по ряду месторождений является увеличение азота и редких газов (например, Шебелинское месторождение) или увеличение газоконденсатного фактора и минерализации, выносимой из скважины воды (месторождения Краснодарского края).

Таким образом, физико-химические свойства газа и его состав необходимо знать, как на стадии разведки, так и при эксплуатации месторождения.

6.2. Классификация газовых и газоконденсатных залежей и месторождений

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

Наряду с чисто газовыми месторождениями встречаются так называемые газоконденсатные, в которых часть углеводородов находится в жидком состоянии или при снижении давления и температуры может сконденсироваться. Кроме того, имеются газонефтяные, газоконденсато-нефтяные и газогидратные месторождения, углеводороды в которых находятся и в твердом состоянии в соединении с водой в виде гидратов.

Газовые залежи по геометрической характеристике (конфигурации) подразделяются на пластовые, массивные и литологически или тектонически ограниченные. Наиболее распространены пластовые и массивные залежи.

Основной формой пластовой залежи является сводовая (рис. 6.2.1), высшую точку которой называют вершиной, боковые (по отношению к длинной оси) стороны ее – крыльями, а центральную часть – сводом.

Кровлей газоносного пласта называют верхнюю границу газоносного пласта с вышележащими непроницаемыми породами. Нижнюю границу газоносного пласта с нижележащими непроницаемыми породами называют подошвой газоносного пласта. Наикратчайшее расстояние между кровлей и подошвой пласта называется его мощностью. Если газовая залежь по всей площади подстилается водой, газонасыщенная мощность пласта определяется как расстояние от кровли до поверхности контакта газа с водой. Пластовые залежи обычно ограничиваются краевой пластовой водой. Если газовая залежь по газонасыщенной мощности меньше мощности самого пласта, то она ограничивается подошвенной водой.

Наряду с общей выделяют эффективную мощность, которая определяется путем исключения мощности непродуктивных, например, глинистых, пропластков из общей мощности. Выделение эффектив-

ной мощности осуществляется обычно по данным анализа каротажного материала и кернов. В последние годы для выделения эффективных мощностей и эксплуатирующихся интервалов пласта в скважине успешно используются дебитометрия, термометрия и шумометрия.

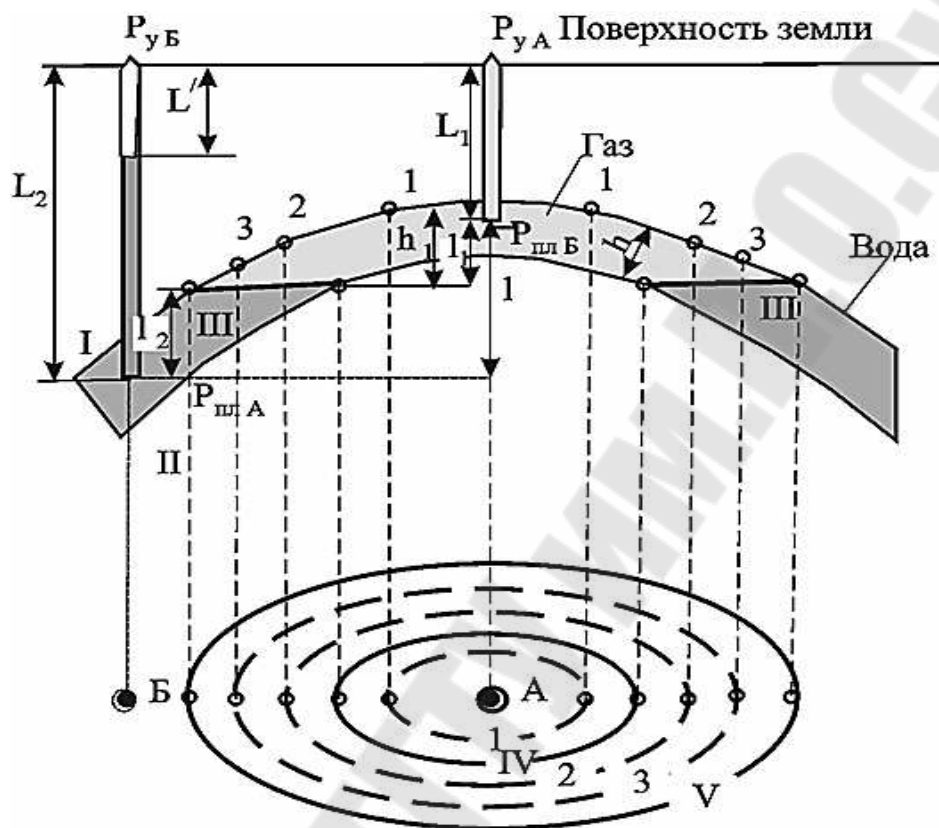


Рис. 6.2.1. Схема пластово-сводово́й залежи с контурной водой:
 I – кровля пласта; II – подошва пласта; III – газоводяной контакт;
 h – мощность пласта; h_1 – высота залежи; IV – внутренний контур газоносности; V – внешний контур газоносности; 1, 2, 3 – изогипсы;
 А – газовая скважина глубиной L_1 ; Б – водяная скважина глубиной L_2 ;
 l_1 – расстояние от забоя скважины А до контакта газ-вода;
 l_2 – расстояние от забоя скважины Б до ГВК;
 l – расстояние по вертикали между забоями скважин А и Б;
 L' – высота от устья до статического уровня жидкости

Основными параметрами газовой залежи являются:

- а) отметка контакта газ-вода (ГВК), т. е. расстояние по вертикали от уровня океана до контакта газ – вода;
- б) этаж газоносности, который определяется расстоянием по вертикали от высшей точки газовой залежи до ГВК;
- в) внутренний контур газоносности, который представляет собой линию пересечения ГВК с подошвой газоносного пласта;

г) внешний контур газоносности, представляющий собой линию пересечения ГВК с кровлей продуктивного пласта.

В последние годы на практике широко применяют новые методы разведки газовых и газоконденсатных месторождений, сущность которых состоит в том, чтобы с помощью первых разведочных скважин установить лишь основные параметры залежей, необходимые для составления проекта опытно-промышленной их эксплуатации. Если установлено, что залежь относится к газовой, то остальные параметры выясняются и уточняются в процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения с подачей газа потребителям. В результате этого не только значительно уменьшается число разведочных скважин, но и более правильно намечаются пути доразведки залежи. На разработку залежи существенно влияет положение газодяного контакта, который определяется по данным каротажа или опробования скважин.

Месторождений по составу углеводородов подразделяются на:

а) газовые – нет тяжелых углеводородов (метан составляет 95–98 %; относительная плотность $\Delta \approx 0,56$; при понижении температуры выделения жидких углеводородов не происходит);

б) газонефтяные – содержат сухой газ + жидкий газ (пропан - бутановая смесь) + газовый бензин C_{5+} (метан = 35–40 %, этан = 20 %, жидкий газ = 26–30 %, газовый бензин = 5 %, не углеводороды = 8–13 %, $\Delta \approx 1,1$);

в) газоконденсатные – содержат сухой газ + конденсат (бензиновая, керосиновая, лигроиновая и, иногда, масляная фракции) (метан = 75–90 %, этан = 5–9 %, жидкий газ = 2–5 %, газовый бензин = 2–6 %, не углеводороды = 1–6 %, $\Delta \approx 0,7–0,9$).

г) газогидратные – содержат газ в твердом состоянии.

Газоконденсатные месторождения по фазовому состоянию подразделяются на:

а) однофазные насыщенные – пластовое давление $P_{пл}$ равно давлению начала конденсации $P_{к}$;

б) однофазные ненасыщенные – $P_{пл} > P_{к}$;

в) двухфазные – $P_{к} > P_{пл}$;

г) перегретые – пластовая температура $T_{пл}$ больше критической температуры T_{max} .

Газоконденсатные месторождения по содержанию стабильного конденсата C_{5+} в 1 м^3 пластового газа подразделяются на следующие группы:

I – незначительное содержание до $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$;

II – малое содержание от 10 до $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$;

- III – среднее содержание от 150 до 300 см³/м³;
- IV – высокое содержание от 300 до 600 см³/м³;
- V – очень высокое содержание свыше 600 см³/м³.

Газовые и газоконденсатные месторождения по содержанию нефти подразделяются на:

а) залежи без нефтяной оторочки или с оторочкой не промышленного значения;

б) залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

По величине начального пластового давления подразделяются следующим образом:

а) низкого давления – до 6 МПа;

б) среднего давления – от 6 до 10 МПа;

в) высокого давления – от 10 до 30 МПа;

г) сверхвысокого давления – свыше 30 МПа.

По дебитам газа (максимально возможному рабочему дебиту) различают:

а) низкодебитные – до 25 тыс. м³/сутки;

б) малодебитные – 25–100 тыс. м³/сутки;

в) среднедебитные – 100–500 тыс. м³/сутки;

г) высокодебитные – 500–1000 тыс. м³/сутки;

д) сверхвысокодебитные – свыше 1000 тыс. м³/сутки.

Определение типа залежи по фазовому состоянию пластовой смеси

Для более обоснованного подразделения залежей углеводородов следует пользоваться характеристиками фазовых превращений, протекающих по-разному, в зависимости от состава углеводородов и условий в залежи. Типичная фазовая диаграмма многокомпонентной смеси (рис. 6.2.2) в координатах давление – температура имеет петлеобразный вид, т.е. отличается от соответствующей фазовой диаграммы чистого вещества, изображающейся в виде одной монотонно возрастающей, вогнутой к оси температур кривой с одной конечной (критической) точкой. На диаграмме (рис. 6.2.2) кривая точек кипения «а» – граница однофазного жидкого и двухфазного жидкого и двухфазного парожидкостного состояний, а кривая точек росы «б» – граница однофазного газообразного и двухфазного парожидкостного состояний. Эти кривые сходятся в критической точке К. Критическая точка К – максимальное значение кривой точек кипения по температуре, но не давлению. Максимальному давлению этой кривой соответствует точка N, называемая критическим давлением. Для кривой точек росы

сы – критическая точка максимальна по значению давления, но максимальному значению температуры соответствует точка М, которая называется крикондентермой.

Таким образом, на фазовой диаграмме многокомпонентной смеси эти точки соответствуют максимальным значениям давления и температуры. Указанные точки в совокупности с критической ограничивают две особые области, в которых поведение смеси отличается от поведения чистого вещества. Это ретроградные области, которые носят названия: обратной конденсации – ограничена кривой KDM и обратного испарения – ограничена кривой NHK.

Фазовая диаграмма (рис. 6.2.2) со всеми ее особенностями присуща любым многокомпонентным смесям, но ширина ее петли и расположение критической точки, а, следовательно, и ретроградных областей зависят от состава смеси.

Фазовое состояние пластовой углеводородной смеси и особенности их фазового поведения при разработке месторождений определяются пластовыми давлениями и температурами, а также составом смеси.

Если пластовое значение температуры смеси $T_{пл}$ больше крикондентермы М (точка F) и в процессе разработки месторождения давление падает (линия FT4), то эта смесь будет все время находиться в однофазном газообразном состоянии. Такие смеси образуют газовые месторождения.

Если пластовая температура находится между критической и крикондентермой, то такие смеси относят к газоконденсатным. В этом случае в зависимости от соотношения между начальным пластовым и давлением начала конденсации (точка В) возможно существование трех типов газоконденсатных залежей: пластовое давление может быть выше (однофазное ненасыщенное), равно (однофазное насыщенное) или ниже (двухфазное) давления начала конденсации.

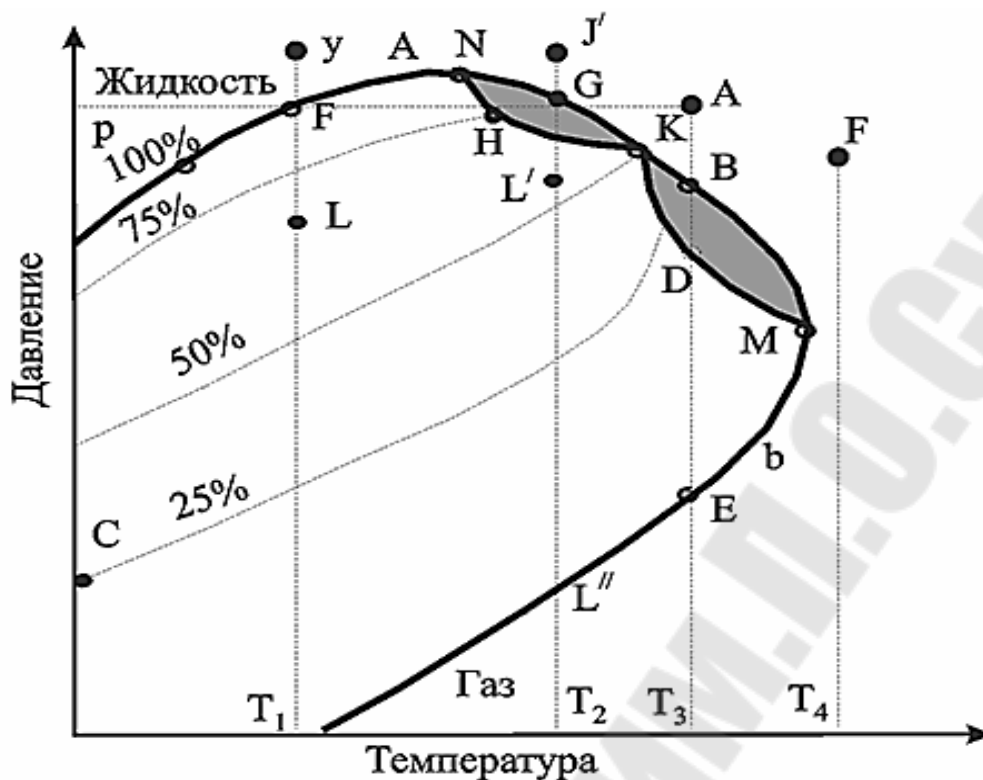


Рис. 6.2.2. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

Если пластовая температура ниже критической температуры смеси, т.е. находится левее критической точки, то такие смеси характерны для нефтяных месторождений. В зависимости от начальных значений пластовых температуры и давления (расположения точки, соответствующей этим значениям, относительно кривой точек кипения) различают нефтяные месторождения с недонасыщенными, насыщенными нефтями и месторождения с газовой шапкой.

Когда пластовая температура выше критической температуры, то нефть содержит большое количество газообразных и легкокипящих углеводородов и обладает большей усадкой. Такие нефти называют легкими. Они отличаются высоким газонефтяным соотношением и плотностью, приближающейся к плотности газового конденсата.

6.3. Физические и тепловые свойства природных газов

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху.

Молекулярная масса природного газа:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i,$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента; X_i – объемное содержание i -го компонента, доли ед. Для реальных газов обычно $M = 16$ – 20 .

Плотность газа ρ_r рассчитывается по формуле:

$$\rho_r = \frac{M}{V_M} = \frac{M}{24,05},$$

где V_M – объем 1 моля газа при стандартных условиях.

Обычно значение ρ_r находится в пределах $0,73$ – $1,0$ кг/м³. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{r,в}$ равной отношению плотности газа ρ_r к плотности воздуха $\rho_в$ взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{r,в} = \frac{\rho_r}{\rho_в}.$$

Если ρ_r и $\rho_в$ определяются при стандартных условиях, то $\rho_в = 1,293$ кг/м³ и $\rho_{r,в} = \rho_r/1,293$ кг/м³.

Объемный коэффициент пластового газа b_r представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{пл,г}$ к объему того же количества газа $V_{ст}$, который он занимает в стандартных условиях. Его можно найти с помощью уравнения Клайперона-Менделеева:

$$b_r = \frac{V_{пл,г}}{V_{ст}} = Z \frac{P_{ст} - T_{пл}}{P_{пл} - T_{ст}},$$

где $P_{пл}$, $T_{пл}$, $P_{ст}$, $T_{ст}$ – давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях; z – коэффициент сжимаемости газа.

Значение величины b_r имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

Вязкость – свойство газов, характеризующих сопротивляемость скольжению или сдвигу одной их части относительно другой.

Коэффициент динамической вязкости μ характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении. В расчетах наряду с абсолютной вязкостью газа применяют кинематическую вязкость ν , равную абсолютной вязкости, деленной на плотность газа:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_{\Gamma}}$$

В газах расстояние между молекулами существенно больше радиуса действия молекулярных сил, поэтому вязкость газов – следствие хаотического (теплового) движения молекул, сопровождающееся переносом от слоя к слою определенного количества движения. В результате медленные слои ускоряются, а более быстрые замедляются. Работа внешних сил, уравнивающих вязкое сопротивление и поддерживающих установившееся течение, полностью переходит в теплоту.

При больших давлениях (больше 10–15 МПа) газы становятся не идеальными, так как средние расстояния между молекулами становятся сравнимыми с радиусом межмолекулярного взаимодействия, и природа вязкости газов становится аналогичной жидкости.

В идеальном газе вязкость μ не зависит от плотности (давления), а определяется величинами средней скорости и длиной свободного пробега молекул. Так как средняя скорость возрастает с повышением температуры T (несколько возрастает также и длина свободного пробега), то вязкость газов увеличивается при нагревании (пропорционально корню квадратному от температуры) (рис. 6.3.1). Присутствие неуглеводородных компонентов в газе повышает вязкость природного газа.

В силу того, что при больших давлениях газы приобретают свойства жидкости, то при давлениях больших 10–15 МПа вязкость природных газов падает с ростом температуры (рис. 6.3.1), но само значение вязкости повышается с ростом давления.

Критическая температура и давление. Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние при любых давлениях. Для метана критическая температура равна 82,1 °С, поэтому в недрах земной коры метан не может быть в жидком состоянии. Этан и пропан в земной коре могут находиться в жидком состоянии при давлениях выше критического, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние. Значения критических параметров $P_{кр}$ и $T_{кр}$ определяются из выражений:

$$P_{кр} = 49,5 - 3,7\bar{\rho}_{\Gamma};$$

$$T_{кр} = 93 + 176\bar{\rho}_{\Gamma},$$

где $\bar{\rho}_{\Gamma}$ – относительная плотность газа.

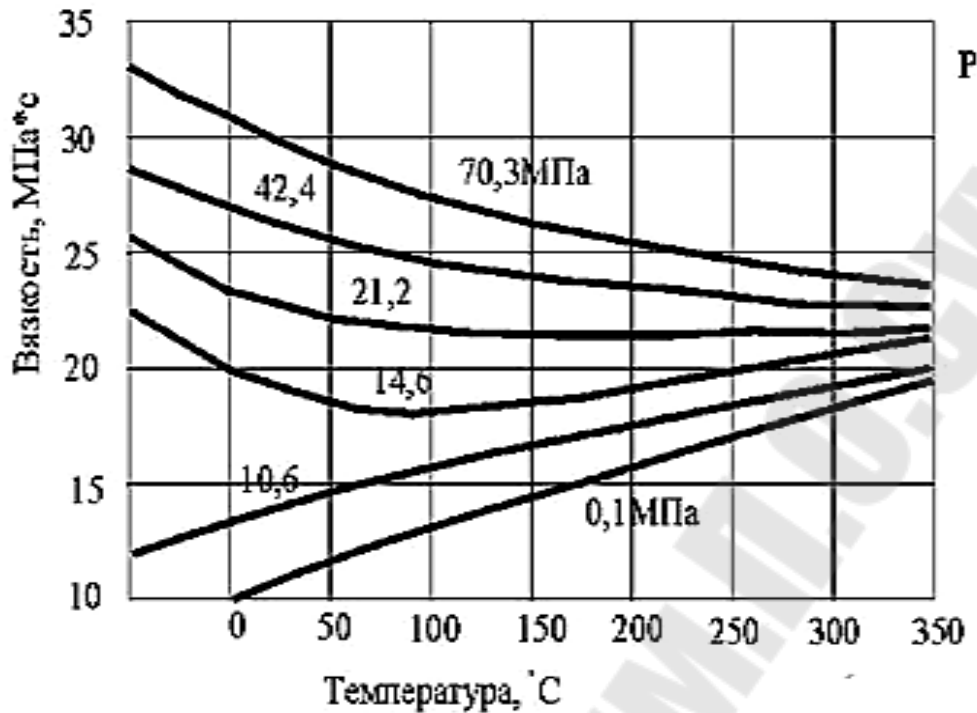


Рис. 6.3.1. Вязкость природного газа при различных значениях давления и температуры

Приведенными параметрами состояния газа называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа больше или меньше критических. Приведенным давлением $P_{пр}$ называется отношение рабочего (фактического) давления газа $P_{раб}$ к его критическому давлению $P_{кр}$.

$$P_{пр} = \frac{P_{раб}}{P_{кр}}$$

Приведенной температурой $T_{пр}$ называется отношение рабочей (фактической) абсолютной температуры газа $T_{раб}$ к ее критической температуре $T_{кр}$:

$$T_{пр} = \frac{T_{раб}}{T_{кр}}$$

Диффузия – взаимное проникновение одного вещества в другое при их соприкосновении, что обусловлено движением молекул. Диффузия газов в пластовых условиях происходит через водонасыщенные поры и трещины пород. Явление диффузии газов играет существенную роль при формировании и разрушении залежей газа.

Растворимость газов при небольших давлениях подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газов в воде зависят от температуры и минерализации воды. При температурах до 90 °С эта зависимость обратная, при более высоких температурах – прямая. С ростом минерализации воды растворимость газа падает.

Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Чем более жирный газ и более легкая нефть, тем больше растворимость в ней газов. Растворенный в нефти газ увеличивает объем нефти и уменьшает ее плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если объем газа значительно превышает объем нефти, то при давлении более 25 МПа и температуре 95 °С наступает обратная растворимость – жидкие углеводороды растворяются в газе и могут полностью превратиться в газ. При понижении давления из смеси будет выпадать конденсат (жидкие углеводороды).

Теплоемкостью C называют количество теплоты, необходимое для нагревания единицы массы или объема вещества на 1°С.

Удельная теплоемкость – отношение теплоемкости к единице количества газа. Для газов обычно различают теплоемкости при постоянном объеме C_v и постоянном давлении C_p . C_v связана с процессом, характеризующимся тем, что при неизменности объема вся энергия, сообщаемая газу в форме теплоты, затрачивается на увеличение внутренней энергии газа. C_p связана с процессом, характеризующимся тем, что, нагревая тело, предоставляют ему возможность расширяться при неизменном давлении. Таким образом, часть сообщенной телу теплоты идет на производство работы расширения. Поэтому $C_p > C_v$.

Для идеальных газов между C_p и C_v существует следующее соотношение:

$$C_p = C_v + R,$$

где R – газовая постоянная.

В области давлений, где газы считаются идеальными, значения теплоемкостей постоянны. Однако для реальных газов значения теплоемкости изменяются в зависимости от давления и температуры. Для смеси газов теплоемкость определяется по сумме теплоемкости входящих в нее компонентов по формуле:

$$C = \sum_{i=1}^n y_i C_i,$$

где C_i – теплоемкости отдельных компонентов смеси; y_i – объемное (молярное) содержание компонентов в долях единицы; n – число компонентов.

При изобарическом процессе молярная теплоемкость не углеводородных компонентов природных газов (азота, углекислого газа, сероводорода) равна примерно половине теплоемкости углеводорода с одинаковой молекулярной массой при одной и той же температуре. Массовая теплоемкость равна отношению молярной теплоемкости к молекулярной массе газа M_i , т.е. массе киломоля i -го компонента, кг/моль.

Дросселирование – расширение газа при прохождении через дроссель – местное сопротивление (вентиль, кран, канал перфорации и т.д.), сопровождающее изменением температуры.

Отношение изменения температуры газа в результате его изоэнтальпийного расширения (дросселирования) к изменению давления называется дроссельным эффектом, или эффектом Джоуля-Томсона.

При охлаждении газа эффект считается положительным, при нагревании его – отрицательным. Значение изменения температуры при снижении давления на 1 атм (0,1 МПа) называется коэффициентом Джоуля-Томсона. Этот коэффициент изменяется в широких пределах и может иметь положительный или отрицательный знак.

Изменение температуры газа в процессе изоэнтальпийного расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется интегральным дроссель-эффектом. Это изменение можно определить по соотношению:

$$T_1 - T_2 = \int_{P_2}^{P_1} D_i dP.$$

Интегральный коэффициент Джоуля-Томсона для природного газа изменяется от 2 до 4 К/МПа в зависимости от состава газа, падения давления и начальной температуры газа. Для приближенных расчетов среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона можно принять равным 3 К/МПа.

Влажность природных газов. Природный газ в пластовых условиях всегда насыщен парами воды, так как в газоносных породах всегда содержится связанная, подошвенная или краевая вода.

Влажность газа характеризуется концентрацией воды в паровой фазе системы газ – вода. Обычно она выражается массой паров воды, приходящейся на единицу массы сухого газа (массовая влажность)

или числом молей паров воды, приходящейся на моль сухого газа (молярная влажность).

Абсолютная влажность W характеризуется количеством водяного пара в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям ($T = 273 \text{ K}$, $P = 0,1 \text{ МПа}$), измеряется в г/м^3 или кг/1000 м^3 .

Относительная влажность – отношение абсолютной влажности к максимальной, соответствующей полному насыщению газа парами воды, при данной температуре и давлении (в %). Полное насыщение оценивается в 100 %.

Факторы, определяющие влагосодержание природных газов: давление, температура, состав газа; количество солей, растворенных в воде, контактирующей с данным газом.

Присутствие углекислого газа и сероводорода в газах увеличивает их влагосодержание. Наличие азота приводит к уменьшению влагосодержания, так как он способствует уменьшению отклонения газовой смеси от идеального газа и менее растворим в воде. С увеличением плотности (или молекулярной массы газа), за счет роста количества тяжелых углеводородов, влажность газа уменьшается из-за взаимодействия молекул тяжелых углеводородов с молекулами воды. Наличие в пластовой воде растворенных солей уменьшает влагосодержание газа, так как при растворении солей в воде снижается парциальное давление паров воды.

При уменьшении температуры происходит уменьшение влагосодержания, а при падении давления его увеличение.

Гидратообразование. Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой – гидраты.

Особое значение гидратообразование приобретает при добыче газа из месторождений Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов.

Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду – это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно на-

зывают твердыми растворами внедрения, а иногда соединениями включения.

По современным представлениям молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Вандер-Ваальсовых сил притяжения.

Увеличение процентного содержания сероводорода, углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50 атм для чистого метана температура образования гидратов составляет 6 °С, а при 25%-м содержании H_2S она достигает 10 °С.

Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов, т.е. в этом случае гидраты становятся менее устойчивыми. Например, если в природном газе с относительной плотностью 0,6 отсутствует азот, гидраты его при температуре 10 °С остаются устойчивыми до давления 34 атм, если же в газе содержится 18 % азота, равновесное давление гидратообразования снижается до 30 атм.

Для образования гидратов в жидких углеводородных газах требуются более высокое давление и более низкие температуры. В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объеме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объем остается постоянным, с увеличением температуры в системе растет и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объема и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах идет несравнимо труднее, чем в газообразных. Чтобы начался этот процесс, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени и в основном в условиях равновесия. Однако при отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться быстро. Гидраты жидких углеводородных газов легче воды.

6.4. Особенности притока газа к стволу скважин и газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов

Одной из основных особенностей эксплуатации газовых скважин является нарушение линейного закона фильтрации вследствие высоких скоростей движения газа в призабойной зоне пласта. Это явление, в случае нарушения закона Дарси для идеального газа на некоторый момент времени t описывается уравнением следующего вида:

$$\Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2, \quad (6.4.1)$$

где $P_{\text{пл}}$ и P_3 – пластовое и забойное давления; a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны, пористой среды и конструкции забоя скважины; Q – дебит газа в тыс. м³/сут (при атмосферном давлении и нормальной температуре $T_{\text{ст}}$).

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$a = \frac{11,6\mu z P_{\text{ат}}}{\pi k h} \left(\ln \frac{R_{\text{пр}}}{r_c} + C_1 + C_2 \right) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}; \quad (6.4.2)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ат}} z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}^2}{2\pi^2 h^2 l r_c T_{\text{ст}}^2} \left[1 - \frac{r_c}{R_{\text{пр}}} + C_3 + C_4 \right], \quad (6.4.3)$$

где l – коэффициент макрошероховатости породы; C_1 – C_4 – коэффициенты, учитывающие несовершенство по характеру и степени вскрытия в линейной и квадратичной частях уравнения притока; z – коэффициент сверхсжимаемости при P и T для данного состава газа; $R_{\text{пр}}$ – приведенный радиус влияния скважины

$$R_{\text{пр}} = \frac{R_{\sigma}}{2} \sqrt{\frac{Q_c}{Q_c + 0,5Q_{\sigma}}}, \quad (6.4.4)$$

где R_{σ} – среднеарифметическое значение от расстояний до соседних скважин; Q_c – дебит скважины; Q_{σ} – суммарный дебит соседних скважин.

Второй особенностью притока газа к газовой скважине является искривление линий тока, обусловленное несовершенством скважины по характеру вскрытия и степени вскрытия. При этом возникают дополнительные фильтрационные сопротивления потоку флюида.

Особенностью притока флюидов к скважине в газоконденсатных залежах является двухфазная фильтрация газоконденсатной смеси. Выпадение конденсата в призабойной и прилегающих зонах изменяет значения фильтрационных сопротивлений a и b в уравнении (6.4.1). Аналогичная картина наблюдается и при обводнении продукции скважины контурной или подошвенной водой.

Если же продуктивные пласты сложены рыхлыми, неустойчивыми коллекторами, то возникает необходимость ограничения дебита скважины с целью предотвращения разрушения призабойной зоны пласта, и как следствие – выноса частиц породы и образования песчаных пробок, эрозионного разрушения оборудования скважин и т.п.

В процессе разработки месторождений природных газов происходит падение пластового и забойного давлений, что вызывает деформацию пласта-коллектора. Это приводит к снижению коэффициентов пористости и проницаемости, вызывая при этом образование «воронок проницаемости и пористости». Деформационные изменения бывают упругими, упругопластическими и пластическими. В первом случае при восстановлении давления скелет пласта может достигать первоначальной структуры. Во втором случае – восстановление давления не приводит к полному восстановлению значений коэффициентов пористости и проницаемости. При пластических деформациях после восстановления пластового давления они остаются на прежнем уровне.

На особенности притока газа к скважине значительно влияет высота подвески насосно-компрессорных труб (НКТ). Из опыта эксплуатации многих месторождений считается целесообразным башмак НКТ устанавливать на уровне нижних перфорационных отверстий, что предотвращает образование на забое песчано-глинистых и жидкостных пробок. В ином случае забойные пробки перекрывают нижние продуктивные интервалы, вызывают снижение дебитов скважин, избирательное дренирование, а значит и преждевременное обводнение добывающих скважин.

Такой спуск НКТ целесообразен для залежей с небольшой толщиной продуктивного пласта и терригенными коллекторами. Таким образом, вскрытая и перфорированная толщина пласта в скважине (или величина открытого забоя), глубина спуска НКТ определяют степень обработки продуктивных отложений по толщине.

Если в карбонатных коллекторах развита вертикальная трещиноватость, то забой скважин (и глубины спуска НКТ) следует распо-

лагать дальше от ГВК. Если для карбонатного массива характерны слоистость строения и большой этаж газоносности, то, во-первых, целесообразно выделять в разрезе отдельные эксплуатационные объекты, и, во-вторых, спускать НКТ до нижних отверстий интервала перфорации в скважинах каждого эксплуатационного объекта.

Следует отметить, что в призабойной зоне пласта из-за падения давления и за счет эффекта Джоуля-Томсона снижается температура и в этой связи приток газа к забою скважины может сопровождаться образованием гидратов.

При эксплуатации газовых и нефтяных скважин имеют место отложения асфальто-смолистых веществ, парафина, солей, как в фонтанных трубах, так и в призабойной зоне пласта, что снижает продуктивные характеристики скважин. Эксплуатация скважин, если не принимать специальных мер, может сопровождаться коррозией труб, внутрискважинного и другого оборудования. Для газовых скважин осложнения возникают при подтягивании конусов подошвенной воды. В случае дренирования нефтяной оторочки газовые и водяные конуса являются причиной снижения эффективности работы отдельных скважин и разработки месторождения в целом.

Конструкция забоев скважин, параметры пласта и призабойной зоны и их изменение во времени определяют продуктивные характеристики скважин, следовательно, и необходимое число скважин для разработки месторождения. Особенности притока газа к скважинам необходимо учитывать при выборе и обосновании методов интенсификации притока газа к скважине.

Газогидродинамические методы исследования основаны на решении обратных задач подземной гидромеханики. При этом используют уравнения сохранения массы и импульса в фильтрационном движении, связывающие искомые параметры пласта с непосредственно измеряемыми в процессе фильтрации газа в пласте, такими как расход, забойное и пластовое давления во времени. Исследования газовых, газоконденсатных, нефтяных и водяных пластов и скважин ведется в процессе бурения, разведки структур, опытной и промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ.

Задача исследования пластов и скважин заключается в получении исходных данных для подсчета запасов газа, проектирования опытной эксплуатации, разработки, обустройства промысла, установления технологического, гидродинамического и термодинамического режима работы скважин и наземных сооружений, оценки эффектив-

ности работ по интенсификации и контролю за разработкой и эксплуатацией путем установления продуктивной характеристики скважин и параметров пласта.

Продуктивная характеристика скважины. Под продуктивной характеристикой скважины понимается совокупность следующих сведений:

1. Зависимость дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений, характеризующая условия притока газа к забою скважины.

2. Значение коэффициентов фильтрационных сопротивлений и уравнение притока газа, которые используются для определения средних значений параметров призабойной зоны пласта и прогноза изменения дебита и давления во времени.

3. Зависимость дебита и забойной температуры от депрессии на пласт.

4. Зависимость дебита и устьевой температуры от давления на устье скважины.

5. Рабочие и максимально допустимые дебиты скважин, получаемые из анализа условий разрушения призабойной зоны скважины, скопления примесей на забое, образования гидратов, коррозии оборудования, подтягивания конусов воды, технических условий эксплуатации и т.д.

6. Свободный и абсолютно свободный дебиты скважины

7. Условия выноса жидкости (воды и конденсата), твердых частиц породы и степень очищения или засорения призабойной зоны скважины при различных депрессиях на пласт.

8. Зависимость изменения во времени дебита газа, температуры и давления после открытия скважины, служащая для определения периода стабилизации и параметров пласта.

9. Зависимость изменения во времени температуры и давления на забое и на устье после закрытия скважины, используемая для определения периода нарастания пластового (статического) давления и параметров пласта.

10. Проницаемость (проводимость) призабойной и дренажной (удаленной) зон скважины.

11. Емкость дренажной зоны скважин (произведение эффективной мощности на пористость и газонасыщенность).

12. Неоднородность пласта (наличие зон резко ухудшенной проводимости пласта).

Классы ГДМ в зависимости от времени. Газогидродинамические методы исследования скважин делятся на исследования при установившихся (стационарных) и неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации. К первым относят снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных установившихся режимах. Ко вторым – относится снятие кривой восстановления давления (КВД) после остановки, снятие кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины в работу на определенном режиме (с определенным диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы).

Виды исследований по назначению. По своему назначению исследования газовых скважин делятся на первичные, текущие, комплексные и специальные:

1. Первичные исследования проводятся на всех разведочных и добывающих скважинах и позволяют: определить параметры пласта и его продуктивную характеристику; установить добывные возможности скважины, а также связь между дебитом, забойным и устьевым давлениями и температурой; установить режим эксплуатации скважины с учетом наличия и выноса жидких и твердых частиц в потоке, начальное пластовое давление, степень и качество вскрытия пласта и др.

2. Текущие исследования проводятся на добывающих скважинах в процессе разработки месторождения. Основная цель этих исследований заключается в получении информации, необходимой для анализа и контроля за разработкой. Такие исследования проводятся также до и после проведения в скважинах интенсификационных или ремонтно-профилактических работ.

3. Специальные исследования проводятся для определения отдельных параметров, обусловленных специфическими условиями данного месторождения. К специальным исследованиям относятся: комплексные исследования газоконденсатных скважин с определением, кроме гидродинамических характеристик, изменения соотношения между газовой и жидкой фазами и их состава при различных гидродинамических и термодинамических условиях; исследования по контролю за положением газоводяного контакта, изучения степени коррозии скважинного оборудования, определения степени истощения отдельных пластов в процессе разработки, изучения влияния влаги и разрушения пласта на производительность скважины и др.

4. Комплексные исследования основаны на гидродинамических, геофизических, термодинамических и радиоактивных методах исследова-

дования с одновременной автоматизацией всех показаний и в том числе определений физико-химических характеристик газа, воды, агрессивных примесей и конденсата, при различных давлениях и температурах в промысловых условиях. Только при комплексном исследовании можно получить наиболее достоверные данные о пласте, в то время как каждый вид исследования в отдельности позволяет получить лишь отдельные характеристики.

Помимо основных параметров полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Весь процесс исследования скважин должен фиксироваться во времени.

Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям

Факторы, обуславливающие подготовку газовой скважины к исследованиям, определяются:

1. Назначением исследования (первичное, текущее, специальное) и объемом требуемой информации.

2. Геологическими особенностями залежи, характеристикой пористой среды и получаемой продукции, т.е. наличием значительного количества влаги (конденсационной воды, конденсата, фильтрата) и агрессивных компонентов в составе газа, возможностью разрушения призабойной зоны, образованием гидратов в стволе скважины в процессе испытания, подтягиванием конуса подошвенной воды.

3. Конструкцией скважины и применяемых глубинных приборов.

4. Степенью освоения месторождения, т.е. наличием наземных коммуникаций по сбору и осушке газа; факторами, ограничивающими давление, температуру и дебит скважины в процессе испытания.

Порядок подготовки скважины к исследованиям. Перед испытанием скважины вышедшей из бурения, необходимо освоить ее, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой или жидкостной пробки. В условиях возможного разрушения пласта и подтягивания конуса подошвенной воды создание больших депрессий на пласт не допускается. В зависимости от ожидаемого дебита необходимо выбрать такие фонтанные трубы, чтобы обеспечивался вынос потоком газа твердых и жидких примесей с забоя скважины. Соблюдая названные условия, продувку скважины следует осуществлять многоцикловым методом, который заключается в следующем. Продувка идет при переменном (порядка 4–5 значений) диаметре шайб

(штуцеров) с начало в прямом (начиная с минимального), а потом обратном направлении. Как правило, в процессе продувки делают 2–3 цикла, затрачивая на каждый режим 30–40 мин, и осуществляя контроль за выносом примесей с помощью сепарационных установок. Совпадение последующего цикла с предшествующим считается концом процесса очистки забоя, если нет других причин (например, приращение новых интервалов) влияющих на продуктивность скважины. Последнее проверяется в результате исследований глубинными дебитометром, шумомером, термометром.

Метод установившихся отборов

Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее:

- зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;
- оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- уравнение притока газа к забою скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;
- условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;
- изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;
- коэффициент гидравлического сопротивления труб;
- эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и пр.

Методика проведения испытаний газовых скважин на установившихся отборах заключается в следующем:

1. Составляют подробную программу испытаний, подготавливают соответствующие приборы и оборудование (диафрагменный измеритель, породоуловитель, манометры), монтируют их на скважине. Породоуловитель используется для определения количества твердых примесей, выносимых из пласта.

2. Для очистки забоя от жидкости и твердых частиц скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на устье и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при испытании. При этом надо учитывать возможный вынос из пласта значительного количества твердых частиц при высоких дебитах, что может явиться причиной разъедания оборудования, образования пробки на забое, а при наличии подошвенной или контурной воды – прорыва водяного конуса или языка в скважину.

3. Перед началом исследований методом установившихся отборов давление на устье скважины должно быть статическим $P_{ст}$. Исследование проводится, начиная от меньших дебитов к большим (прямой ход). Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии выбирается тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется по времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется и полученное давление используется для определения параметров пласта.

После проведения соответствующих замеров давления на забое, на устье (в фонтанных трубах), в затрубном и межтрубном пространствах и температуры в необходимых точках, дебитов газа, жидкости и количества твердых частиц скважину закрывают. Давление в скважине начинает восстанавливаться. Процесс восстановления давления до $P_{ст}$ также фиксируется непрерывно, что позволяет при соответствующей обработке определить параметры пласта по КВД (кривой восстановления давления).

Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме показан на рис. 6.4.1. Исследование скважин проводится не менее чем на 5–6 режимах прямого и 2–3 режимах обратного хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме, и провести аналогичные замеры давления, температуры, дебита газа, жидкости и количества твердых частиц. Весь процесс снятия ин-

дикаторной линии при стационарных режимах фильтрации показан на рис. 6.4.2.

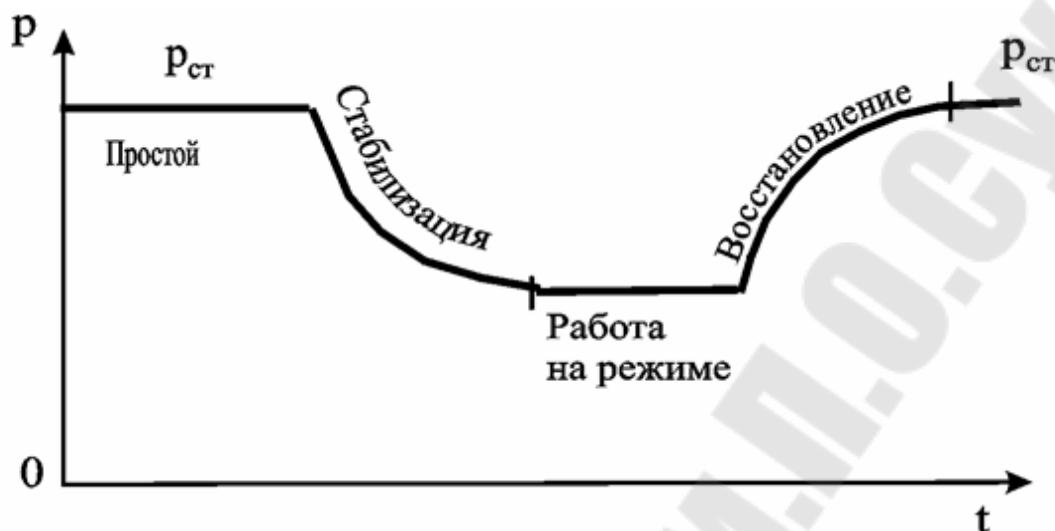


Рис. 6.4.1. Изменение давления при исследовании скважины на одном режиме

Для точного определения дебита газа и измерения количества и состава жидкости, твердых частиц, выносимых в процессе испытания на различных режимах, перед прибором устанавливается породоуловитель или сепараторы, конструкции которых выбирают с учетом условий работы скважины. При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. Такой контрольный режим позволяет определить наличие жидкости на забое, вынос которой был затруднен при прямом ходе в начале испытания скважины заданной конструкции.

При наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом случае следует пользоваться глубинным манометром с местной или дистанционной регистрацией забойного давления на различных режимах. Для сравнительно сухого газа и скважины с чистым забоем забойное давление можно определить расчетным путем. При наличии значительного количества влаги в продукции забойное давление по замерам на устье скважины в фонтанных трубах определяется приблизительно с использованием соответствующих коэффициентов сопротивления с учетом количества влаги в добываемом газе.

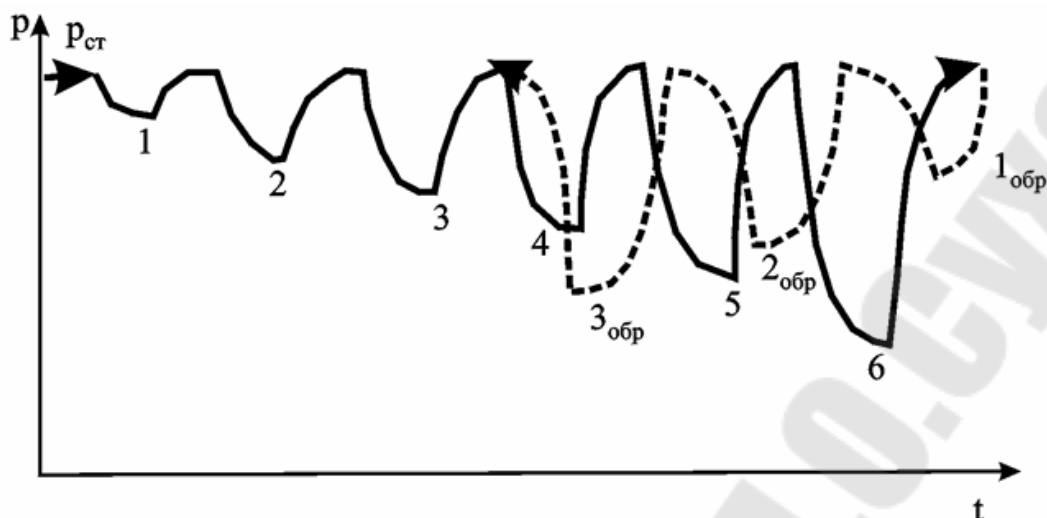


Рис. 6.4.2. Изменение давления при исследовании скважины на нескольких стационарных режимах фильтрации:
1–6 прямой ход; 1обр–3обр – обратный ход

Если скважина перед началом испытания работала, то следует ее закрывать для восстановления давления до $P_{ст}$, затем измерить давление и температуру с целью определения пластового давления. При наличии возможности образования столба жидкости на забое необходимо пользоваться глубинным манометром. При испытании газоконденсатных скважин для определения количества конденсата на различных режимах желательно использовать двухступенчатую сепарацию газа. Такая работа выполняется при помощи передвижных установок, если исследуемая скважина не подключена к промышленному пункту подготовки газа.

Для контроля за качеством получаемых данных в процессе испытания проводят первичную их обработку непосредственно на скважине. При значительном разбросе точек или аномальном виде индикаторной кривой испытания повторяют.

Обработка исследований при установившихся режимах (отборах). Линеаризация уравнения притока и определение коэффициентов. Зависимость $P_{пл}^2$ от Q как правило не линейна (рис. 6.4.3, кривая 1), поэтому ее линеаризуют путем деления на Q . По результатам исследования для каждого режима вычисляют $\frac{\Delta P_{пл}^2}{Q}$. Полученные значения наносят на график (рис. 6.4.3, кривая 2). Через нанесенные точки проводят прямую. Значения коэффициента a определяют по отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат, а значение b – как

тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс. Коэффициенты a и b можно также вычислить по методу наименьших квадратов.

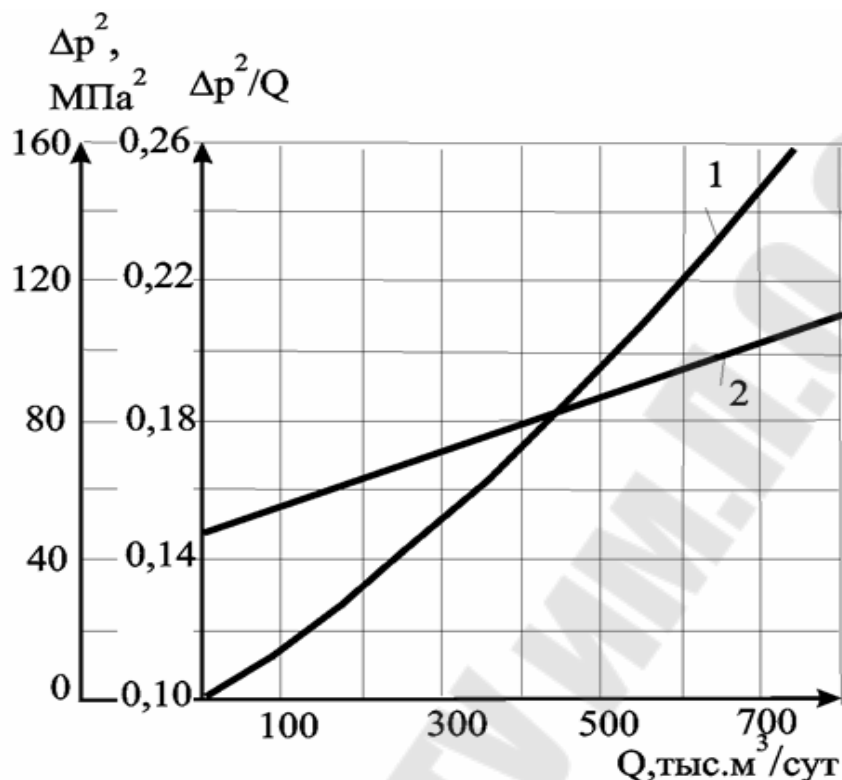


Рис. 6.4.3. Индикаторные диаграммы газовой скважины в координатах:
 1 – $\Delta P_{\text{пл}}^2 = P_{\text{пл}}^2 - \Delta P_3^2 - Q$ (идеальный газ); 2 – $\Delta P_{\text{пл}}^2 / Q - Q$ (идеальный газ)

По результатам исследования на установившихся режимах определяют свободный дебит скважины, скорость истечения газа на устье, абсолютно свободный дебит скважины.

Методика расчета свободного дебита газа. Свободный дебит газа – это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на устье равном 0,1МПа. Свободный дебит характеризует добывной потенциал скважины:

$$Q_{\text{св}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(a+b) \cdot (P_c^2 - e^{2S})} - a}{2(b+\theta)}; \quad (6.4.5)$$

$$\theta = 1,377 \lambda \frac{z_{\text{ср1}}^2 \cdot T_{\text{ср}}^2}{D_{\text{эф}}^5} (e^S - 1). \quad (6.4.6)$$

Здесь S – безразмерный параметр; $z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости газа; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа по стволу скважи-

ны; λ – коэффициент сопротивления; $D_{эф}$ – эффективный диаметр труб, по которым движется газ.

Порядок расчета свободного дебита следующий. В начале принимаем $z_{ср} = 1$ и по формуле (6.4.5) определяем свободный ориентировочный дебит $Q_{св.ор}$. Затем находим забойное давление, соответствующее этому дебиту, разрешая формулу притока (6.4.1). Если найденное забойное давление не превышает 2 МПа (т.е. $z_{ср} \approx 1$), то вычисленное значение $Q_{св.ор}$ принимается за истинное. Если забойное давление больше 2 МПа, то делают пересчет P_3 и $Q_{св}$ с учетом $z_{ср}$, которое определяется для среднего забойного давления, найденного по формуле $P_{ср} = 2P_3/3$. Процесс вычислений ведут до приближения P_3 к 1 МПа.

Скорость истечения газа на устье определяют из выражения:

$$w = 0,0068 Q_{св} / D^2.$$

Сверхкритическое истечение. Если скорость истечения газа из скважины больше или равна критической (для метана – $w_{кр} = 400$ м/с; для этана – 287 м/с; для пропана – 235 м/с), то истечение происходит при абсолютном давлении на устье более 1 атм. Свободный дебит в этом случае определяют по формуле:

$$Q_{св} = \frac{\sqrt{a^2 + 4P_{пл}^2 \left(b + \theta + \frac{e^{2S}}{mD^4} \right)} - a}{2 \left(b + \theta + \frac{e^{2S}}{mD^4} \right)}. \quad (6.4.7)$$

Здесь $m = 0,00678^2 w_{кр}^2$; $w_{кр}$ – критическая скорость истечения; D – внутренний диаметр трубы.

Абсолютно-свободный дебит газа. Абсолютно-свободный дебит газа – это дебит, который бы давала совершенная скважина при давлении на забое равном 0,1 МПа. Абсолютно-свободный дебит характеризует продуктивные возможности пласта:

$$Q_{а.с.} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_{пл}^2 - 1)} - a}{2b}. \quad (6.4.8)$$

При неизвестном пластовом давлении (исследование скважин без их остановки), если периоды восстановления забойного давления до пластового длительные или есть опасность разрыва колонны об-

садных труб из-за слишком высокого статического давления по результатам исследования на установившихся режимах определяют пластовое давление. Для этого индикаторную линию перестраивают в координатах:

$$\frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i} \text{ от } (Q_n - Q_i),$$

где $i = 1, 2, \dots, m$; n – порядковый номер режима; m – общее число режимов. Число сочетаний: $N = n + \sum_{i=1}^n (n-i)$. Вычисление пластового давления производят по формуле:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{zi}^2 + aQ_i + bQ_i^2}.$$

Причины нарушения вида индикаторной кривой (ИК). Иногда получаемая зависимость дебита газа от забойного давления отличается от двухчленной, соответствующей выражению 6.4.1. Испытания в таких случаях необходимо повторить и если это невозможно, то следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования.

Если изменения k, l, h от депрессии незначительны, то индикаторные кривые искажаются в меньшей степени и в таких случаях выявление причин искажения индикаторных кривых сопряжено с определенными трудностями. Часто могут встречаться случаи, когда степени влияния различных параметров могут компенсировать друг друга, и в конечном счете индикаторная кривая, несмотря на происходящие в процессе испытания изменения отдельных параметров, сохраняет стандартную форму.

Исходя из изложенного, при обработке индикаторных кривых следует обратить внимание на:

- наличие в разрезе пропластков с различными пластовыми давлениями;
- загрязнение призабойной зоны и возможное очищение этой зоны по мере роста депрессии и отработки скважины;
- возможность выпадения и накопления в призабойной зоне конденсата;
- возможность образования песчаной или жидкой пробки;
- величины давления и депрессии на пласт, способные существенно изменить свойства газа на различных режимах эксплуатации скважины;

- степень восстановления давления между режимами и стабилизации давления и дебита на режимах;
- возможность образования конуса воды или нефти из нефтяной оторочки;
- возможность образования гидратов.

Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации заключаются в регистрации и обработке кривых:

- нарастания (восстановления) забойного давления (КВД) после остановки скважины;
- стабилизации давления и дебита (КСД) после пуска скважины;
- перераспределения давления при постоянном дебите и дебита при постоянном забойном давлении;
- перераспределении давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины (прослушивание скважины);
- изменение дебита и давления при эксплуатации скважины.

Параметры, определяемые с помощью нестационарных методов – проводимость $k_h = kh/\mu$ и проницаемость k не только призабойной зоны, но и удаленных от скважины участков пласта; пьезопроводность $\chi = kP_{пл}/(m\mu_{пл})$; пористость m или произведение эффективной мощности на пористость; зоны с резко выраженной неоднородностью пласта (наличие экранов или зон ухудшенной проводимости); условия работы скважины, пластовое давление и т.д.

Методика получения исходных данных для КВД. Скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу (если скважина перед этим была закрыта), регистрируя при этом изменение давления на устье, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации давления скважину закрывают и снимают кривую нарастания давления на устье и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путем, но предпочтительнее снимать кривые нарастания забойного давления с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Регистрация КВД на забое предпочтительна во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой.

Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если исследуемая скважи-

на удалена от соседних работающих на 3–4 км и продолжительность ее работы незначительна, то данную скважину можно рассматривать как скважину, работающую в «бесконечном» пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров.

Методика обработки КВД в условиях «бесконечного» пласта. При длительном времени работы скважины, если соблюдаются условия $T > 20t$, где t – время, необходимое для восстановления давления, T – время работы скважины до начала регистрации КВД, используется зависимость:

$$P_3^2 = \alpha + \beta \lg t,$$

$$\text{где } \alpha = P_{30}^2 + \alpha_0 = P_{30}^2 + \beta \lg \frac{2,25k}{r_{c,пр}^2} + bQ_0^2; \quad \beta = \frac{0,023Q_0 \mu_{пл} T_{пл} z_{пл} P_{ат}}{\pi k h T_{ст}};$$

P_3 и P_{30} – текущее и начальное абсолютные забойные давления (до остановки скважины), МПа; Q_0 – дебит скважины до остановки, м³/с; $r_{c,пр}$ – приведенный радиус, м; t – время восстановления давления, с;

h – эффективная толщина пласта, м; $\chi = \frac{kP_{пл}}{\mu m}$ – коэффициент пьезо-

проводности, м²/с; m – пористость, доли единицы; $P_{пл}$ – абсолютное пластовое давление, МПа; b – коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока к скважине (МПа/(тыс. м³/сут))²; $\mu_{пл}$ – вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с; $z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых значениях давления и температуры; $T_{ст} = 293$ К; $P_{ат} = 0,1$ МПа; $r_{c,пр}$ – приведенный радиус скважины определяется из выражения: $r_{c,пр} = r_c e^{-C}$; C – коэф-

фициент скин-эффекта, который равен: $C = 2 \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \lg \frac{R_0}{r_c} + \frac{k}{k_1} (C_1 + C_2)$;

k_1 – проницаемость призабойной зоны радиусом R_0 ; C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия.

Для определения α и β КВД строится в координатах $10P_3^2$ от $\lg t$ (рис. 6.4.4). Из прямой, проведенной к конечному горизонтальному участку КВД, находят коэффициенты: α – равный отрезку, отсекаемому на оси ординат и β – тангенс угла наклона прямой к оси $\lg t$.

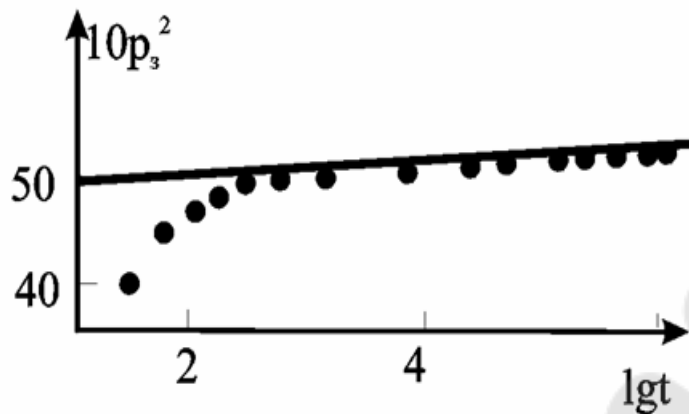


Рис. 6.4.4. КВД при $T \geq 20t$

По полученным значениям α и β определяют следующие параметры пласта:

- из β параметр проводимости $k_h = kh/\mu_{пл}$;
- при известной эффективной мощности определяют значение проницаемости $k = k_h\mu_{пл}/h$;
- при известном коэффициенте b параметр:

$$k' (= \frac{\chi}{r_{с.пр}^2} = 0,455 \exp \left[2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta} \right]);$$

– для совершенной скважины: коэффициент пьезопроводности пласта $\chi = k' \cdot r_{с.пр}^2$, и параметр mh или при известных параметрах

$$kh/\mu_{пл} \text{ и } k - mh = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{P_{пл}}{k};$$

– при известном коэффициенте пьезопроводности – приведенный радиус скважины:

$$r_{с.пр}^2 = \chi / k';$$

– параметр скин-эффекта, характеризующий совершенство скважины и состояние призабойной зоны:

$$C = 1,15 \left(\frac{\alpha - P_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta} - \lg \frac{2,25k}{r_c^2} \right),$$

если $C > 0$, то призабойная зона имеет дополнительное сопротивление. При сравнении значений коэффициентов C по различным скважинам можно судить о качестве вскрытия в той или иной скважине и намечать мероприятия по интенсификации притока.

При небольшом времени работы скважины до регистрации КВД, КВД перестраивают в координатах $P_3^2 - \lg(T+t)/t$ (рис. 6.4.5).

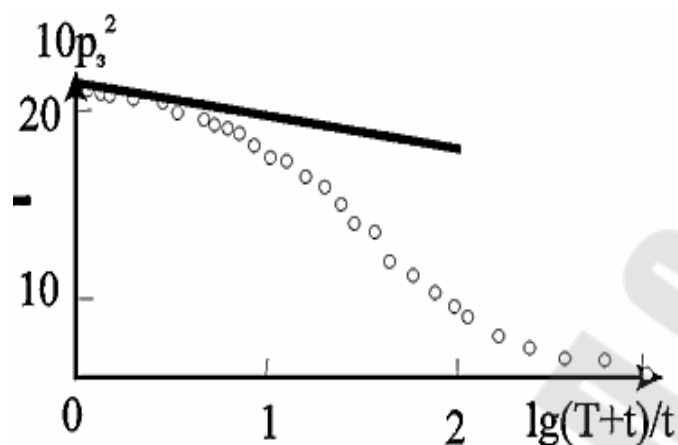


Рис. 6.4.5. КВД при $T < 20t$

Для расчетов используют зависимость $P_3^2 = P_{пл}^2 - \lg(T+t)/t$. Для определения β по конечному участку КВД проводится прямая до пересечения с осью $10P_3^2$. Точка пересечения прямой с осью $10P_3^2$ соответствует значению пластового давления. Тангенс угла наклона прямой к оси $\lg(T+t)/t$ соответствует значению β .

Методика обработки КВД в условиях «конечного» пласта

Формулы для ограниченного пласта можно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины, на ее поведение, сказываются условия на границе пласта, например, при работе скважины в пласте с малыми размерами или при влиянии работы соседних скважин. В координатах $P_3^2 - \lg t$ конечный участок КВД не линеен. Для пласта конечных размеров используется формула:

$$\lg(P_{пл}^2 - P_3^2) = \alpha_1 - \beta_1 t,$$

где T — время эксплуатации скважины до остановки; $\alpha_1 = \lg(1,11\beta)$; $\beta_1 = 2,51k / R_k^2$; R_k — радиус контура, на котором давление во время регистрации КВД остается постоянным, приблизительно равный половине среднего расстояния до соседних скважин.

Коэффициенты α_1 и β_1 определяются графически при обработке КВД в координатах $\lg(P_{пл}^2 - P_3^2)$ в зависимости от t (рис. 6.4.6). Если пластовое давление неизвестно, то желательно пользоваться приближенными методами его определения.

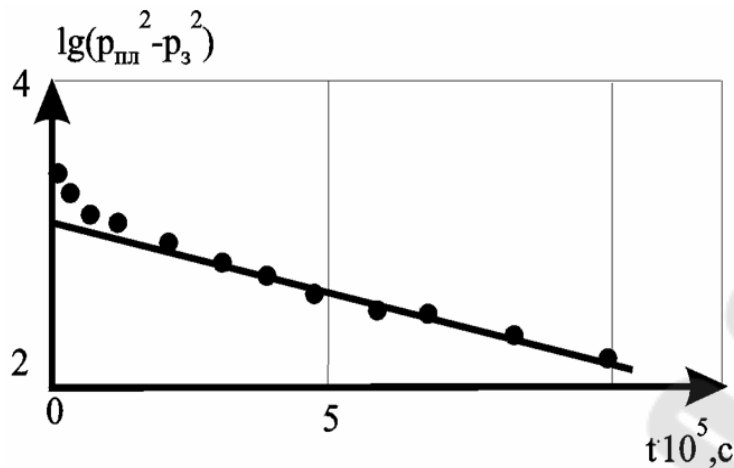


Рис. 6.4.6. Обработка КВД в ограниченном пласте

Параметры пласта определяются из найденных коэффициентов α_1 и β_1 . По коэффициенту α_1 можно найти β и, следовательно, параметры $kh/\mu_{пл}$ и k . По β_1 можно установить $kR_k^2 = \beta_1 / 2,51$. Если известен R_k , то можно найти параметр емкости пласта:

$$mh = \frac{7,7 \cdot 10^5 Q_0 P_{пл} T_{пл} z}{\beta \beta_1 R_k^2 T_{ст} P_{ат}}$$

Фильтрационные сопротивления в газовом пласте характеризуются коэффициентами фильтрационных сопротивлений a и b (формулы 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3). Коэффициенты фильтрационных сопротивлений определяют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации. Они зависят от:

- состава газа, фазовых переходов в процессах испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;
- законов фильтрации;
- механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;
- продолжительности процесса испытания на отдельных режимах;
- термобарических параметров пористой среды и газа;
- конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
- качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно-профилактических работ в скважине;
- величины газонасыщенности (газонефтенасыщенности при

наличия нефтяной оторочки) пласта и других факторов и параметров.

Все параметры, входящие в формулы для определения коэффициентов a и b (а к ним относятся: коэффициенты вязкости, сверхсжимаемости, проницаемости, макрошероховатости, плотность газа, температура, радиусы контура питания и скважины, коэффициенты несовершенства и неоднородности), зависят от давления, продолжительности испытания, насыщенности пористой среды газом и водой, наличия соседних скважин и расстояния до них, величины депрессии на пласт, условия выпадения, накопления и выноса конденсата, тепловых свойств пористой среды и т.д.

Без знания величин коэффициентов a и b невозможен прогноз дебитов скважин в процессе разработки, а следовательно, и добывных возможностей залежи, месторождения в целом. Поэтому определение коэффициентов a и b является одной из основных задач при подготовке месторождения к разработке. По результатам исследования скважин определяются величины коэффициентов a и b , и при проектировании разработки месторождений они считаются известными. Естественно, что каждая скважина имеет свой коэффициент фильтрационных сопротивлений. Поэтому при проектировании разработки месторождений определяются осредненные (арифметическое или по дебитам и желательно при одинаковых депрессиях на пласт по тем скважинам, по которым осредняются эти коэффициенты) значения коэффициентов a и b .

6.5. Режимы работы газовых пластов

Газовая залежь представляет собой единую газодинамическую систему. Газовая залежь вместе с окружающей ее пластовой водой или группа залежей в единой пластовой водонапорной системе представляют собой единую газогидродинамическую систему. Следовательно, при проектировании, анализе и определении перспектив разработки месторождений природных газов необходимо рассматривать пласт как единое целое.

Вместе с тем в теории проектирования и разработки месторождений природных газов оказывается полезным понятие об удельных объемах дренирования. Это означает, что каждая газовая скважина дренирует как бы свой отдельный газонасыщенный объем пласта. Давление в пласте распространяется так что к каждой скважине газ притекает из соответствующего, своего объема дренирования.

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

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

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

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

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

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

На практике месторождения, как правило, разрабатываются при газоводонапорном (упруговодонапорном) режиме. В этом случае газ в пласте продвигается в результате его расширения и действия напора воды. Причем количество воды, внедряющейся за счет расширения газа, значительно меньше того количества, которое необходимо для

полного восстановления давления. Главным условием продвижения воды в залежь является связь ее газовой части с водоносной. Продвижение воды может привести к обводнению скважин. Это следует учитывать при расположении скважин по площади и при проектировании глубины забоя новых добывающих скважин.

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

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

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

При эксплуатации газоконденсатных месторождений с целью получения наибольшего количества конденсата путем закачки в пласт сухого газа или воды иногда создают искусственный газонапорный или водонапорный режим.

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

Режим работы залежи можно определять по уравнению материального баланса:

$$G_{\text{н}} = G_{\text{т}} + G_{\text{д}}, \quad (6.5.1)$$

где $G_{\text{н}}$, $G_{\text{т}}$, $G_{\text{д}}$ – начальное, текущее и добытое количество газа.

Заменяя в последнем уравнении G через объем Ω и плотность ρ газа, а также выражая плотность через давление из обобщенного уравнения состояния имеем:

$$\frac{P_{\text{н}} \Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}} R_{\text{н}} T_{\text{н}}} = \frac{P_{\text{т}} (\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{в}})}{z_{\text{т}} R_{\text{т}} T_{\text{т}}} + \frac{P_{\text{ст}} Q_{\text{д}}}{z_{\text{ст}} R_{\text{ст}} T_{\text{ст}}}, \quad (6.5.2)$$

где P_H и P_T – пластовые средневзвешенные по объему порового пространства залежи абсолютные давления соответственно начальное и текущее; Ω_H – начальный объем порового пространства, занятый газом; Ω_B – объем порового пространства, занятый водой (или другим агентом), поступившей в газовую залежь за время, соответствующее снижению давления с P_H до P_T ; Q_d – количество газа, добытое из залежи при снижении давления с P_H до P_T , приведенное к стандартным условиям; $z_H, z_T, z_{ст}$ – коэффициенты сжимаемости газа соответственно при начальных, текущих и стандартных условиях ($z_{ст} = 1$), $R_H, R_T, R_{ст}$ – газовая постоянная при начальных, текущих и стандартных условиях; T_H и T_K – температура в залежи соответственно начальная и текущая; $T_{ст} = 293K$. Можно считать, что при движении газа в пласте

$$T_{пл} = T_H = T_T = T = \text{const.}$$

Так как для чисто газовых месторождений в процессе эксплуатации не происходит изменения состава газа, то

$$R_{ст} = R_H = R_T = R = \text{const.}$$

Значение R может изменяться в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений.

При газовом режиме в уравнении (6.5.2) $\Omega_B = 0$ и $\Omega_H = \Omega = \text{const}$. В этом случае уравнение (6.5.2) переписывается в виде:

$$P_T^* = P_H^* - \frac{Q_d}{\alpha}, \quad (6.5.3)$$

где $\alpha = \frac{\Omega T_{ст}}{T_{пл} P_{ст}}$; $P_H^* = P_H / z_H$; $P_T^* = P_T / z_T$.

Для газоводонапорного режима, при котором отмечается поступление воды в газовый пласт, зависимость (6.5.2) запишется несколько в другом виде:

$$P_T^* = P_H^* \frac{\Omega_H}{\Omega_H - \Omega_B} - \frac{\Omega_H \Omega_d}{\alpha(\Omega_H - \Omega_B)}. \quad (6.5.4)$$

Газовый режим работы залежи характеризуется тем, что отношение количества газа Q_d , добытого за определенный промежуток времени, к паданию давления в залежи ($P_H^* - P_T^*$) за тот же промежу-

ток времени согласно (6.5.3) есть величина постоянная:

$$\alpha = \frac{Q_d}{P_H^* - P_T^*} = \text{const.} \quad (6.5.5)$$

Если α в процессе эксплуатации увеличивается, то режим залежи газоводонапорный. В этом случае возможен также приток газа в залежь из других горизонтов. При утечке газа из залежи, количество которого не учитывается, значение α со временем уменьшается.

Для многопластовых месторождений при перетоке газа из одного горизонта в другой для определения режима работы каждой залежи решают уравнение вида (6.5.3) или (6.5.5), в одно из которых добавляют, а из другого вычитают количество перетекшего газа.

Режим работы газовой залежи можно определить графически путем построения зависимости изменения P_T^* (приведенного средне-взвешенного пластового давления газовой залежи) от суммарного отбора газа Q_d во времени (рис. 6.5.1, 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 в зависимости (6.5.3) не учитывать коэффициент сжимаемости, то значение α не является постоянным, а увеличивается с падением давления (рис. 6.5.1, кривая 5). Поэтому режим разработки залежи ошибочно можно принять за газоводонапорный.

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 жестко водонапорном 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 (рис. 6.5.1, кривая 2).

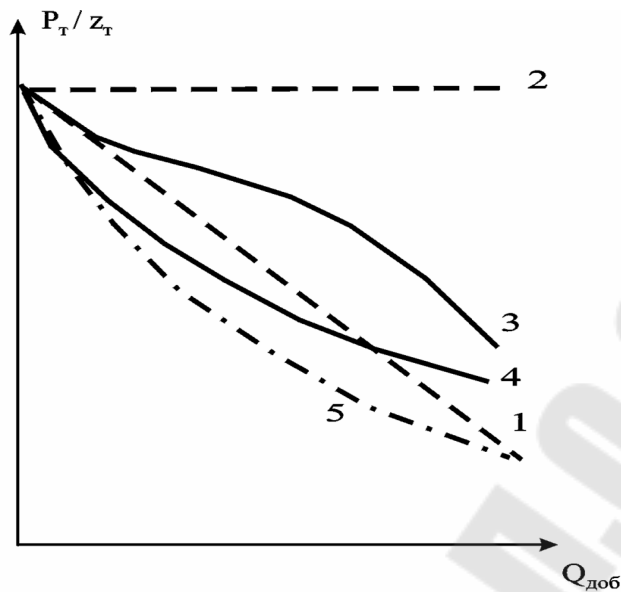


Рис. 6.5.1. Изменение P_T/z_T в зависимости от $Q_{доб}$. Режим работы залежи: 1 – газовой; 2 – жестко водонапорный; 3 – газоводонапорный; 4 – переток газа; 5 – зависимость P_T от $Q_{доб}$

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. 6.5.1, кривая 3). Это объясняется незначительным поступлением воды в начальный период в газовую залежь. Различать газовый и упруговодонапорный режимы при прямолинейной зависимости P_T^* от $Q_{доб}$ 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.

6.6. Технологический режим эксплуатации газовых скважин

В процессе добычи газа из газовой залежи скважины, шлейфы, сепараторы, теплообменники, абсорберы, десорберы, турбодетандеры, компрессоры и другое оборудование промысла работает на определенном технологическом режиме.

Технологическим режимом эксплуатации газовых скважин называется рассчитанное изменение во времени дебита, давления, температуры и состава газа на устье скважины при принятом условии отбора газа на забое скважины. Условием отбора газа на забое скважины называется математическая запись фактора, ограничивающего дебит скважины при ее эксплуатации.

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

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

1. Режим постоянного градиента на забое скважины:

$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = \Psi = \text{const}$. Математически градиент давления на забое газовой скважины можно представить в следующем виде:

$$\Psi = \frac{A_0 (\mu^* z_{cp}) Q_0 + B_0 z_{cp} Q_0^2}{P_{30}}, \quad (6.6.1)$$

где Q_0 и P_{30} – максимальный дебит скважин и соответствующее ему забойное давление, при которых газонасыщенный коллектор на забое скважины не разрушается.

Величина Ψ определяется, исходя из результатов исследований скважин и опытной эксплуатации для принятого дебита Q_0 , при котором еще не наблюдается осложнений при эксплуатации.

Для скважин, гидродинамически совершенных по степени и характеру вскрытия пласта:

$$A_0 = \frac{a}{2r_c \ln \frac{R_k}{r_c}}; B_0 = \frac{b}{2r_c}. \quad (6.6.2)$$

Для скважин, гидродинамически несовершенных по степени и характеру вскрытия пласта:

$$A_0 = \frac{\mu}{kFP_{ат}}; B = \frac{\beta^* \rho_{ат}}{F^2 P_{ат}}, \quad (6.6.3)$$

где F – площадь фильтрации на поверхности забоя скважины.

Для скважины с открытым забоем, вскрывшей пласт на величину $h_{вс}$, $F = 2\pi r_c h_{вс}$.

Для скважины, полностью вскрывшей пласт, обсаженной эксплуатационной колонной и перфорированной, $F = 2\pi R_0^2 n$.

Здесь n – число работающих перфорационных каналов; R_0 – радиус полусферической каверны в пористой среде у перфорированного канала. Этот радиус часто определяют исходя из условия равенства поверхностей полусферы и цилиндрического перфорационного канала или по данным исследования скважины:

$$2\pi R_0^2 = \pi dl, \quad R_0 = \sqrt{\frac{dl}{2}},$$

где d – диаметр перфорационного канала; l – его длина. Диаметр и длина канала зависят от типа перфоратора и крепости горных пород.

В гранулярных коллекторах (песках и песчаниках) при использовании перфоратора ПК-103 радиус полусферы можно определить из выражения: $R_0 = 31,7\sqrt{m}$, мм; $0,15 \leq m \leq 0,3$.

Здесь m – в долях единицы.

В карбонатных трещиноватых коллекторах (известняках, доломитах, ангидритах) радиус полусферы находят из выражения:

$$R_0 = 150m^{\frac{3}{4}}, \text{ мм}; \quad 0,01 \leq m \leq 0,1.$$

Режим постоянного градиента характерен для условий эксплуатации залежи, приуроченной к относительно неплотным породам, способным разрушаться при достаточно больших отборах газа из скважины. Во избежание этого скважину следует эксплуатировать при градиенте давления на забое менее допустимого. При определении допустимого градиента надо учитывать следующих два момента:

На месторождениях с рыхлыми коллекторами в ряде случаев из-за неправильного выбора глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб отсутствие выхода песка на поверхность еще не является подтверждением правильности выбора величины градиента. Кроме того, разрушение пласта при величине градиента, превышающего его допустимое значение, при котором не происходит разруше-

ния, не является столь опасным, как это кажется на первый взгляд, так как для каждого значения заданного градиента существует область возможного разрушения, что приводит при значениях градиентов, превышающих допустимую величину, вначале к интенсивному выносу песка и последующему снижению его количества. Для заданной устойчивости коллектора нетрудно определять радиус зоны разрушения для различных величин градиента на забое.

При установлении технологического режима работы скважин по разрушению коллекторов, как правило, отсутствуют данные, позволяющие оценить устойчивость коллекторов. Поэтому не обоснованная величина градиента давления приводит к большим погрешностям и, следовательно, либо к искусственному занижению производительности скважин, либо к накоплению песчано-глинистых пробок напротив продуктивного интервала.

2. Режим постоянной депрессии на пласт ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_3 = \text{const}$). Дебит при этом определяется из выражения:

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 - 4\Delta P(2P_{\text{пл}} - \Delta P)b} - a}{2b}, \quad (6.6.4)$$

где Q – дебит скважины, приведенный к атмосферным условиям.

Режим постоянной депрессии устанавливается при различных факторах, к которым относятся: близость подошвенной и контурной воды; деформация коллектора при значительных депрессиях; условия смятия колонны; возможность образования гидратов в пласте и стволе скважины и др.

В отличие от режима постоянного градиента, ограничиваемого величиной устойчивости пород к разрушению, пределы, ограничивающие величину депрессии, могут быть определены аналитическим путем независимо от того, по какому из факторов (подошвенная или контурная вода, деформация пласта, гидраты и т.д.) выбирается постоянная депрессия. Кроме того, в отличие от режима постоянного градиента, режим постоянной депрессии на пласт по ряду факторов (подошвенная или контурная вода, гидраты др.) является переменной величиной в процессе разработки. Так, при наличии подошвенной воды сначала устанавливается величина допустимой депрессии в зависимости от вскрытой и газоносной мощности пласта, пластового давления и плотности воды и газа на данный момент времени. Но так как величина пластового давления, плотность воды и газа, а также положение ГВК являются переменными во времени, то устанавливаемая

величина допустимой депрессии на пласт является функцией времени в процессе разработки. Изменение величины допустимой депрессии при газовом режиме является линейной функцией пластового давления. Если величина депрессии установлена исходя из возможной деформации пласта, то эта величина является слабо переменной величиной во времени и ее можно сохранить постоянной достаточно длительное время. Снижение депрессии приведет в этом случае не к существенным изменениям осложнениям, а просто к некоторому изменению производительности скважин.

Аналогичные расчеты можно провести и при образовании гидратов. В целом режим постоянной депрессии несущественно отличается от режима постоянного градиента, и расчет основных показателей практически одинаков. В ряде случаев допустимая депрессия на скважинах устанавливается с самого начала с целью получения максимально возможного дебита. Иногда предельно допустимая депрессия хотя и устанавливается с самого начала эксплуатации, но достигается в процессе разработки, что связано с конструкцией скважин, устьевыми условиями и т.д. Этот случай близок к режиму постоянного дебита.

3. Режим постоянного забойного давления ($P_3 = \text{const}$). Данный режим встречается довольно редко и в основном используется тогда, когда дальнейшее его снижение нежелательно из-за выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений. В отличие от предыдущих режимов, режим постоянного забойного давления является наихудшим вариантом с точки зрения темпа снижения производительности скважин. Эксплуатация газовых скважин на режиме при $P_3 = \text{const}$ характеризуется резким уменьшением во времени расхода газа, из-за чего необходимо прогрессивно увеличивать число скважин для поддержания заданного отбора газа с месторождения. Режим постоянного забойного давления является временным (особенно при наличии газового режима залежи), и через определенный период эксплуатации требуется замена установленной величины на новое, более низкое значение или переход от указанного режима на какой-нибудь другой.

4. Режим постоянного дебита ($Q = \text{const}$). Этот режим наиболее выгоден, если величина дебита при этом соответствует максимальным способностям пласта и скважины. Режим постоянного дебита устанавливается при отсутствии опасности прорыва подошвенных и контурных вод, разрушения пласта (хотя бы до определенного предела, с которого начинается разрушение), превышения допустимой ве-

личины скорости потока. Это практически возможно для крепких коллекторов до достижения определенной величины градиента на забое или величины устьевого, или забойного давлений при заданной конструкции скважины и системы сбора, осушки и очистки газа. Режим постоянного дебита на определенной стадии разработки, особенно вначале, может быть установлен при наличии коррозии забойного оборудования и насосно-компрессорных труб, наличия жидкостных или песчаных пробок и т.д. Величина дебита при этом режиме устанавливается темпом (скоростью) коррозии, пропускной способностью забойного оборудования, скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости и твердых частиц, потенциальной отдачей пласта и наземными условиями.

Дебит выбирают с таким расчетом, чтобы не наблюдалось опасной вибрации оборудования на устье скважины. При этом наблюдается рост депрессии в пласте и с течением времени она достигает значительной величины. При достижении максимально допустимого значения депрессии, для скважины необходимо устанавливать другой технологический режим, например, $\Psi = \text{const}$ или $\Delta P = \text{const}$, при котором не произойдет осложнений.

5. Режим постоянной скорости фильтрации на забое. Этот режим применяют в том случае, если имеется опасность разрушения несцементированного коллектора, а также в случае значительного выноса с забоя и призабойной зоны глинистого раствора и твердых частиц, если прискважинное оборудование не в состоянии эффективно очистить струю газа. Данный режим наилучшим образом соответствует оптимальным условиям работы первой ступени сепарации. Если режим постоянного дебита отчасти соответствует конструкции скважины, то режим постоянной скорости фильтрации в полной мере относится к призабойной зоне пласта, точнее, к стенке скважины.

Математически, в предположении того, что силы, действующие на частицы пористой среды, пропорциональны скорости в первой степени, режим постоянной скорости фильтрации можно записать в виде:

$$C = Q/P_3. \quad (6.6.5)$$

Здесь допустимое значение коэффициента C определяется по результатам исследования скважин.

6. Режим постоянного градиента по оси скважины:

$$\left. \frac{dP}{dz} \right|_{z=z_0} = \rho_v g = \gamma_v.$$

Здесь ρ_v – плотность пластовой воды; dP/dz – градиент давления на вершине конуса подошвенной воды ($z = z_0$), направленный вверх вдоль оси скважины.

Указанный режим применяется в крепких коллекторах при наличии подошвенной воды.

7. Режим постоянной скорости газа на устье. Если в составе пластового газа имеются компоненты, вызывающие коррозию колонны НКТ и оборудования устья скважины (CO_2 , кислоты жирного ряда), фактором, ограничивающим дебит скважины, служит допустимая линейная скорость коррозии. Условием отбора газа будет максимально допустимая скорость газа в верхнем поперечном сечении колонны НКТ, при которой линейная скорость коррозии имеет допустимое значение. Экспериментально установлено, что при скорости газового потока меньше 11 м/с линейная скорость коррозии, обусловленной наличием CO_2 не превышает 0,1 мм/год.

Для поддержания заданного условия отбора газа на забое или устье скважины во время эксплуатации необходимо на устье скважины при индивидуальном регулировании или на групповом пункте сбора и подготовки газа при групповом методе регулирования скважин изменять дебит или давление газа в соответствии с расчетом.

Изменение дебита (давления) осуществляется при помощи различных технических средств:

- 1) нерегулируемыми штуцерами постоянного или переменного диаметра;
- 2) регулируемые штуцерами;
- 3) регуляторами давления;
- 4) расширительными машинами.

Следует отметить, что режим постоянной скорости потока на устье приводит к резкому снижению дебита скважины. Выбор более эффективного технологического режима при наличии агрессивных компонент связан с необходимостью применения труб с коррозионно-стойким покрытием, бурением скважин большого диаметра (с целью замены фонтанных труб на трубы большего диаметра в процессе разработки), а также использованием ингибиторов коррозии.

В условиях образования песчаной пробки, столба жидкости или гидратообразования технологический режим, обусловленный опреде-

ленной скоростью на устье, может оказаться практически непригодным. Поэтому при необходимости выбора режима с постоянной скоростью потока необходимо проверять возможность образования гидратов и пробок в стволе скважины.

6.7. Газоотдача газовых пластов

Пластовый газ является сырьем для нефтехимической промышленности и источником энергии. Поэтому важен вопрос о газоотдаче (компонентоотдаче) и использовании запасов пластовой энергии.

Компонентоотдача газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения характеризуется коэффициентом компонентоотдачи.

Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема извлеченного из пласта компонента Q_d к его геологическим запасам Q_z . Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах:

$$K = \frac{Q_{di}}{Q_{zi}} \cdot 100 = \left(1 - \frac{Q_{oi}}{Q_{zi}} \right) \cdot 100, \quad (6.7.1)$$

где Q_o – оставшиеся запасы.

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи выражаются следующим образом:

$$K_r = \left(\frac{\sum_{i=1}^4 Q_{di}}{\sum_{i=1}^4 Q_{zi}} \right) \cdot 100; \quad (6.7.2)$$

$$K = \frac{Q_{дC_{5+}}}{Q_{зC_{5+}}} \cdot 100. \quad (6.7.3)$$

Практика разработки газовых месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85–95 %, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 до 75 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи являются:

- 1) режим эксплуатации месторождения;
- 2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи;
- 3) площадная и по разрезу пласта неоднородность литологичес-

кого состава и фациальная изменчивость пород пласта;

4) тип месторождения (пластовое, массивное);

5) темп отбора газа.

При разработке месторождений, приуроченных к относительно однородным по коллекторским свойствам пластам в общем случае объем остаточного газа в пласте в конце периода разработки можно выразить следующим равенством:

$$Q_0 = \Omega_k \bar{P}_k + (\Omega_n - \Omega_k) \bar{P}_B \alpha \left(P_B, \frac{Q(t)}{Q_3}, \rho_B \right), \quad (6.7.4)$$

где Ω_n и Ω_k – начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, m^3 ; индексы н, к, в относятся к начальным, конечным и обводненным объемам; α – коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной (т.е. $\Omega_n - \Omega_k$) зоны, доли единицы; $\bar{P} = P/z$ – средневзвешенное по площади, приведенное (деленное на коэффициент сверхсжимаемости) и безразмерное (отнесенное к атмосферному давлению) давление.

С учетом (6.7.4) коэффициент газоотдачи запишется в виде:

$$K = \frac{[\Omega_n (\bar{P}_n - \alpha \bar{P}_B) - \Omega_k (\bar{P}_k - \alpha \bar{P}_B)]}{Q_3} \cdot 100. \quad (6.7.5)$$

На коэффициенты газоотдачи, кроме рассмотренных, влияют следующие факторы:

- режим эксплуатации залежи;
- неоднородность пласта;
- свойства коллекторов и вмещающих пород (рыхлые, цементированные);
- охват залежи вытеснением;
- размещение скважин на структуре и площади газоносности;
- глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи больше у пород с большей пористостью и газонасыщенностью и меньшей проницаемостью:

$$K_r = 1,415 \sqrt{\alpha m}, \quad (6.7.6)$$

где α – коэффициент газонасыщенности; m – коэффициент эффективной пористости. Влиянием коэффициента проницаемости на газоотдачу можно пренебречь.

Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды и поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой. На этот коэффициент в основном влияют капиллярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой, а также коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Чем больше макро- и микронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи.

Со снижением пластового давления в обводненной зоне пласта увеличивается коэффициент остаточной газонасыщенности, что приводит к уменьшению фазовой проницаемости для воды. Стабилизация коэффициентов остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды происходит практически одновременно. После достижения критической газонасыщенности «защемленный» газ обретает подвижность и выходит в газонасыщенную часть залежи, что может существенно увеличить ее газоотдачу.

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество «защемленного» ею газа.

В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом.

Существенно может снизить газоотдачу месторождений проведение капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи. В этот период эксплуатации глушение скважин глинистым раствором или другими жидкостями глушения приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить.

Рассмотрим схемы расчета газоотдачи при различных режимах эксплуатации газовых залежей.

1. Коэффициент газоотдачи при газовом режиме эксплуатации ($\Omega_{\text{н}} = \Omega_{\text{к}} = \text{const}$, $\alpha = 0$, $Q_3 = \Omega_{\text{н}} \bar{P}_{\text{н}}$) определяется из выражения:

$$K_r = \frac{\Omega_H(\bar{P}_H - \alpha\bar{P}_B)}{Q_3\bar{P}_H} \cdot 100 = \left(1 - \frac{\bar{P}_K}{\bar{P}_H}\right) \cdot 100.$$

2. Коэффициент газоотдачи при жестком водонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_H > \Omega_K; \alpha > 0, \bar{P}_H = \bar{P}_K \approx \text{const}$) равен:

$$K_B = \left[(1 - \alpha_0) - \frac{\Omega_K}{\Omega_H} (1 - \alpha_0) \right] \cdot 100 = (1 - \alpha_0) \left(1 - \frac{\Omega_K}{\Omega_H}\right) \cdot 100.$$

Здесь:

$$- \text{ для песков: } \alpha_{он} = (1 - 1,415\sqrt{m_0\rho_n})\rho_H;$$

$$- \text{ для долмитов: } \alpha_{од} = (1 - 1,085\sqrt{m_0\rho_n})\rho_H.$$

$$\text{Если } \Omega_K = 0, \text{ то: } \alpha_{он} = (1 - 1,415\sqrt{m_0\rho_n});$$

$$\alpha_{од} = (1 - 1,085\sqrt{m_0\rho_n}).$$

3. Коэффициент газоотдачи при упруговодонапорном режиме эксплуатации ($\Omega_H > \Omega_K; \alpha > 0, \bar{P}_H > \bar{P}_B > \bar{P}_K$) можно определить из соотношения:

$$K_y = \left[\left(1 - \alpha \frac{\bar{P}_B}{\bar{P}_H}\right) - \frac{\Omega_K}{\Omega_H} \left(\frac{\bar{P}_K}{\bar{P}_H} - \alpha \frac{\bar{P}_B}{\bar{P}_H}\right) \right] \cdot 100,$$

где $\alpha = \alpha_0 f(P_B Q(t)/Q_3, \text{ литологии пласта})$; $Q(t)$ – годовой отбор газа из месторождения. Если $Q(t)/Q_3 < 0,2$, то:

$$- \text{ для несцементированных песков } f = 1,49 - \left(\frac{P_B}{P_H} - 0,3\right)^2;$$

$$- \text{ для песчаников } f = 1,25 - \left(\frac{P_B}{P_H} - 0,5\right)^2.$$

Основными физическими параметрами, влияющими на коэффициент конденсатоотдачи, являются:

1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления);

2) потенциальное содержание конденсата (C5+) в газе;

3) удельная поверхность пористой среды;

4) групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность);

5) начальное давление и температура.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается

при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае он может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75% – при поддержании давления при закачке воды в залежь.

Коэффициент конденсатоотдачи несцементированного песка или песчаника при вытеснении жидкого углеводородного конденсата водой при постоянном давлении можно рассчитать по уравнению:

$$K = \left(1 - 1,415 \left(\frac{\mu_k}{\mu_b} \right)^{8,57} \sqrt{\rho_{\text{нк}} m_0} \right) \rho_{\text{нк}}, \quad (6.7.7)$$

где $\rho_{\text{нк}}$ – начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли единицы.

Коэффициент конденсатоотдачи при разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления при газовом режиме эксплуатации пласта ($\Omega_{\text{H}} = \text{const}$) можно определить по различным корреляционным зависимостям, полученным на основе обработки лабораторных экспериментальных данных.

6.8. Стадии (периоды) разработки газовых и газоконденсатных месторождений

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений выделяют три стадии, или три периода разработки: нарастающей, постоянной и падающей добычи (рис. 6.8.1).

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.

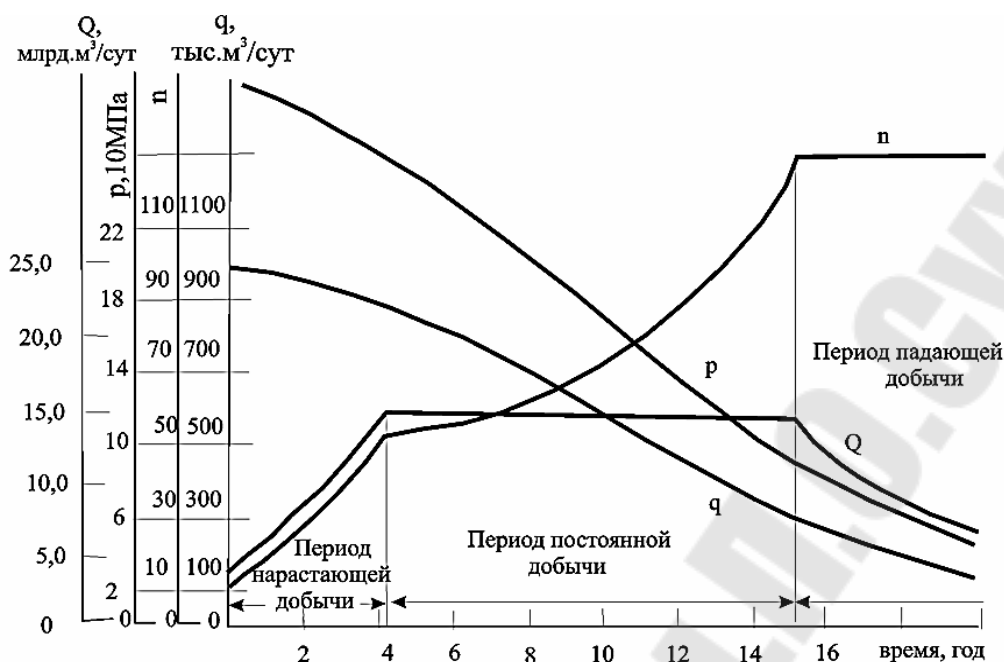


Рис. 6.8.1. Динамика показателей разработки газового месторождения при газовом режиме и равномерном размещении сетки скважин: Q – добыча газа; P – средневзвешенное пластовое давление; n – число скважин; q – средний дебит скважин

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.

Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений, запасы которых исчисляются сотнями млрд м³. В процессе разработки средних по запасам месторождений газа период постоянной добычи газа часто отсутствует. При разработке незначительных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа.

С точки зрения технологии добычи газа выделяются период бескомпрессорной и период компрессорной эксплуатации залежи.

Переход от бескомпрессорной к компрессорной эксплуатации определяется технико-экономическими показателями и заданным темпом отбора газа.

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

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

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

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

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

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

- а) определенного размещения рассчитанного числа эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважин на структуре и площади газоносности;
- б) установления технологического режима эксплуатации скважин;
- в) рассчитанного порядка ввода скважин в эксплуатацию;
- г) поддержания баланса пластовой энергии.

6.9. 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. 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 доразработки 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. показатели.

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).

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

- 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) запасов 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.

Глава 7. РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Особенностью пластовых флюидов газоконденсатных месторождений является возможность выпадения конденсата в пласте, стволе скважин и наземных сооружениях в результате снижения давления и температуры.

Характерным для эксплуатации газоконденсатных месторождений являются многофазность поступающей из скважин продукции и необходимость наиболее полного отделения конденсата. В связи с этим комплексная разработка газоконденсатных месторождений имеет ряд особенностей по сравнению с разработкой чисто газовых месторождений. В частности, разработка газоконденсатных месторождений должна обеспечивать оптимальные условия работы пласта с точки зрения наиболее полного извлечения конденсата из недр.

В зависимости от содержания стабильного конденсата, термодинамической характеристики, геологических условий, запасов газа и конденсата, геологопромысловой характеристики и глубины залегания продуктивных пластов, географического положения месторождений и других факторов газоконденсатные месторождения могут разрабатываться без искусственного поддержания пластового давления (на истощение, как чисто газовые месторождения) или с поддержанием давления в пласте.

7.1. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления

В мировой практике наряду с разработкой газоконденсатных месторождений без поддержания давления, т.е. методом, наиболее распространенным у нас и за рубежом, на практике используется также метод разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого (отбензиненного) газа в пласт. Этот способ называется методом обратной закачки газа в пласт (сайклинг-процессом). Применяются также часто различные комбинации этого метода: полный сайклинг, неполный сайклинг, канадский сайклинг, когда газ закачивается в летний период времени и отбирается зимой в периоды наибольшего спроса газа.

Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа обеспечивает наибольшие значения коэффициента газо- и конденсатоотдачи за весь период разработки месторождения.

При сайклинг-процессе добыча газа и конденсата производится с целью получения в качестве товарного продукта конденсата. Этот процесс продолжается до тех пор, пока добыча конденсата рентабельна, затем месторождение разрабатывается как чисто газовое на истощение. Основным недостатком этого метода является длительная консервация запасов газа. Для осуществления сайклинг-процесса требуются компрессоры и другое сложное технологическое оборудование высокого давления, отсутствие которого иногда вносит свои коррективы в способ разработки газоконденсатного месторождения. На эффективность процесса в значительной мере влияет неоднородность пород по коллекторским свойствам как по площади, так и по мощности пласта. Чем более неоднороден пласт, т.е. чем ниже возможно поршневое вытеснение жирного газа сухим, тем меньше коэффициент охвата при закачке газа и тем меньше конечное значение коэффициента конденсатоотдачи. Кроме того, на эффективность данного метода влияет вид коллекторов. Так, для трещиноватых или трещиновато-пористых пластов при определенных соотношениях между объемами трещин и их размерами, ориентации трещин и других параметров метод поддержания давления сухим газом может быть неэффективным, если вытесняющий агент в основном будет двигаться по трещинам, а значительная часть запасов газа и конденсата будет находиться в блоках между трещинами.

Газоконденсатные залежи подразделяются на насыщенные, ненасыщенные и перегретые.

В насыщенных залежах при падении давления сразу начинает выделяться в пласте конденсат. В ненасыщенных со снижением давления с первоначального до давления насыщения выпадения конденсата в пласте не происходит. В перегретых залежах при любом снижении давления при пластовой температуре в пласте выделения конденсата не происходит.

Таким образом, как частично ненасыщенные залежи, так и полностью перегретые газоконденсатные залежи в процессе их разработки не требуют поддержания пластового давления, а могут разрабатываться на истощение.

При расчете процесса разработки газоконденсатной залежи

методом обратной закачки газа в пласт определяют следующие показатели:

- продолжительность периода постоянной добычи конденсата при заданном темпе отбора газоконденсата для различных схем размещения скважин;

- допрорывный и текущий коэффициенты охвата при различных вариантах разработки;

- добыча конденсата и газа в период рециркуляции по годам разработки;

- количество газа, остающегося для закачки после выделения из него конденсата и количества «постороннего» газа, необходимого для поддержания давления на первоначальном уровне;

- число эксплуатационных нагнетательных скважин и схема их размещения;

- коэффициенты извлечения газа и конденсата (в том числе с учетом действия силы тяжести при крутых углах наклона пласта).

Кроме того, выбирают схему обработки газа и тип оборудования, используемого для закачки газа в пласт.

При искусственном заводнении газоконденсатного месторождения объем закачиваемой воды зависит от уровня добычи газа и значения поддерживаемого пластового давления. Если используется метод заводнения пласта, достигается одновременная добыча газа и конденсата постоянного состава, что имеет положительное значение для проектирования объектов по переработке конденсата. В то же время возникают дополнительные потери газа и конденсата, вызванные их защемлением при давлении, близком к начальному. Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи в зависимости от коэффициента охвата и характера неоднородности пласта по площади и мощности пласта в этом случае уменьшаются.

7.2. Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания пластового давления

Разработка газоконденсатных месторождений на истощение обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи, возможность изменения в широких пределах темпов отбора газа и конденсата. При этом затраты на разработку по сравнению с другими методами минимальные. Однако по сравнению с методом обратной закачки газа в пласт этот метод

обеспечивает меньшую конденсатоотдачу. При сравнении различных методов разработки по весу извлекаемых углеводородов, эксплуатация газоконденсатных месторождений на истощение равноценна разработке нефтяных месторождений с закачкой газа или воды в пласт.

Основное отличие в этом случае от разработки и эксплуатации чисто газовых месторождений состоит в необходимости учета влияния выпадения конденсата в призабойной зоне пласта и учета количества выделяющегося конденсата на всем пути движения газа от забоя до пункта его обработки, изменения его состава и состава газа во времени.

Разработка газоконденсатных месторождений на режиме истощения обуславливает:

- низкие коэффициенты конденсатоотдачи из-за ретроградных потерь конденсата в пластах;
- большие затраты на подготовку газа к дальнему транспорту из-за необходимости строительства дожимных компрессорных станций;
- ограниченность периода постоянной добычи газа.

Потери конденсата при газовом режиме разработки увеличиваются с ростом его начального содержания (более $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$) и плотности. При прочих равных условиях коэффициент конденсатоотдачи K_k возрастает при увеличении различия между начальным пластовым давлением и давлением начала конденсации, а также при повышенных температурах в пластах. Однако и в наиболее благоприятных условиях в большинстве случаев $K_k \leq 60 \%$.

Проявление естественного упруговодонапорного режима при избирательном обводнении приводит к увеличению потерь конденсата.

Эксплуатация газоконденсатных месторождений в режиме истощения обуславливает и другие недостатки.

Коэффициент газоотдачи при эксплуатации месторождений в режиме истощения существенно зависит от геологических особенностей месторождений, и прежде всего от активности контурных вод, а также от экономико-географических факторов. Опыт эксплуатации газовых месторождений в США показывает, что средний коэффициент газоотдачи K_r при газовом режиме разработки равен 0,85. Следует отметить, что эти данные получены для мелких месторождений, расположенных вблизи потребителя, и поэтому они близки

к предельным. Из факторов, влияющих на K_r , особенно следует отметить удаленность месторождения от потребителя, что обуславливает давление забрасывания.

В условиях проявления водонапорного режима коэффициент газоотдачи обычно понижается: есть данные, что минимальные значения его в гранулярных пластах могут составить около 0,45. В Российской Федерации имеется ряд месторождений с активной водонапорной системой, в которых конечные значения K_r находятся на уровне 0,5 (месторождения Краснодарского края, Волгоградской области) или близки к нему. Вместе с тем есть месторождения, на которых при проявлении упруговодонапорного режима, получены или планируются значения K_r на уровне 0,8 и выше. В пластах с вторичной пористостью, и прежде всего в трещиноватых, K_r в среднем ниже.

Однако приводимые в литературе высокие значения коэффициентов газоотдачи при проявлении водонапорного режима часто обусловлены тем, что расчет K_r проводят по отношению к промышленным запасам газа, рассчитанным объемным методом. Последние же, как показал специальный анализ 122 залежей, для которых запасы были с высокой надежностью определены по падению давления, систематически занижены примерно на 15 % по отношению к фактическим и характеризуются случайной погрешностью на уровне 30 %.

Анализ разработки газовых месторождений, эксплуатирующихся в условиях активного естественного упруговодонапорного режима, показывает, что основная причина снижения газоотдачи – нерегулируемое избирательное обводнение.

Разработка месторождений в режиме истощения обуславливает необходимость уменьшения темпа отбора газа при извлечении примерно на 50 % начальных запасов. Длительность периода постоянной добычи и коэффициент газоотдачи определяются начальным пластовым давлением, продуктивностью скважин, запасами, темпом отбора газа, а также активностью водонапорной системы. В среднем на конец периода постоянной добычи коэффициент извлечения газа практически при газовом режиме не превышает 60 % геологических запасов газа. Если учесть, что в период нарастающей добычи извлекается примерно 10 % начальных запасов газа и более, то в период постоянной добычи газа даже при газовом режиме извлекается не более 50 % начальных запасов газа.

При проявлении активного водонапорного режима с нерегулируемым избирательным обводнением объем добычи при постоянном темпе отбора сокращается. Так, на Ленинградском месторождении в период постоянной добычи было извлечено примерно 40 % начальных запасов газа.

При проявлении естественного водонапорного режима практически невозможен долгосрочный прогноз эксплуатационных показателей, что особенно недопустимо при эксплуатации крупных газоконденсатных месторождений. Так, например, по Ленинградскому месторождению, согласно проекту разработки, предполагалось сохранить до 1973 г. годовую добычу газа на уровне не менее 3%. Но фактическая добыча уже в 1972 г. была менее 1 % начальных запасов газа, а в 1973 г. – менее 0,5 %, т.е. соответственно в 3 и 6 раз ниже проектной. Следует отметить, что столь существенное расхождение обусловлено трудностями прогноза, а не случайными ошибками в проекте, который полностью соответствовал уровню развития теории эксплуатации газовых залежей на период его составления.

Таким образом, при проектировании системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истощения практически можно планировать режим постоянной добычи не более чем на $K_r = 50$ % геологических запасов газа. Для уникальных и одиночных месторождений это обуславливает необходимость ориентироваться при технико-экономических расчетах на оценку максимальной годовой добычи и в период постоянной добычи практически также лишь 50 % от геологических запасов газа, поскольку недозагрузка магистральных газопроводов большой протяженности в проектный срок их эксплуатации приведет к резкому повышению приведенных затрат на газ, добываемый из таких месторождений. В связи с этим, с одной стороны, возникает проблема доразработки месторождений на режиме падающей добычи, которая будет особенно существенной для наиболее удаленных и крупных месторождений, с другой стороны, создаются объективные предпосылки к длительной консервации газа и установлению годовых отборов на уровне, не превышающем 3 % начальных. Такие отборы не всегда оптимальны для получения высокого коэффициента газоотдачи.

Падение пластового давления в залежах в большинстве случаев вызывает снижение продуктивности скважин при рабочих депрессиях. Это приводит к необходимости вести большой объем дополни-

тельного эксплуатационного бурения, что весьма сложно в труднодоступных районах. Опережающее эксплуатационное бурение не всегда оправдано в случае проявления активного водонапорного режима и при малой изученности эксплуатационных объектов, так как может привести к заложению скважин в зонах, отбор из которых будет затруднен при избирательном обводнении залежи. Одним из факторов, обуславливающих уменьшение продуктивности скважин, является уменьшение проницаемости пластов с падением давления, что наиболее существенно для пластов, проницаемость которых низка при начальном давлении. В пластах с глинистым цементом проницаемость может уменьшаться в 10 раз и более.

К важным факторам, обуславливающим снижение газоотдачи при разработке газовых месторождений на любом режиме, относится нелинейность фильтрации газа при малых градиентах давления, которая в предельном случае эквивалентна наличию начального градиента давления τ_0 . Иначе говоря, фильтрация происходит таким образом, что при градиентах давления, меньших по абсолютной величине, чем τ_0 , движение практически отсутствует. Наличие начального градиента при фильтрации газа приводит к снижению как газо- и конденсатоотдачи, так и дебитов скважин вследствие образования застойных зон, иногда очень обширных, где газ неподвижен из-за недостаточного градиента давления. Влияние начального градиента в ходе разработки газовых и газоконденсатных месторождений осложняется тем, что начальный градиент в значительной степени зависит от водонасыщенности и эффективного давления, т.е. от разности между горным и внутривязным давлением. С ростом водонасыщенности начальный градиент давления при фильтрации газа через глинизированную породу значительно возрастает. Он отличен от нуля только при водонасыщенности больше некоторой предельной и увеличивается с ростом эффективного давления. Отмеченные зависимости необходимо учитывать при оценке влияния режима разработки на газоотдачу в связи с нелинейностью закона фильтрации и начальным градиентом. Разработка месторождений в режиме истощения происходит при больших градиентах, чем в случае внутриконтурного заводнения, в связи с чем часть застойных зон по мере снижения пластового давления и роста градиента начинает дренироваться. Однако, с другой стороны, при снижении пластового давления возрастает эффективное давление, действующее на пласт, что, как уже отмечалось, приводит к росту начального градиента в малопроницаемых прослоях. Рост начального

градиента для газа в ходе разработки может привести к тому, что малопроницаемые прослои превратятся в непроницаемые и будет отрезана и перестанет дренироваться часть коллектора.

Наконец, при нерегулируемом или плохо регулируемом обводнении часть малопроницаемых прослоев может преждевременно обводниться и в них возникнет начальный градиент для газа. Такая опасность существует как при естественном, так и при искусственном обводнении и указывает на необходимость тщательного изучения разреза для контроля за разработкой.

Проявление естественного водонапорного режима при избирательном обводнении на фоне указанных явлений приводит к еще большему снижению коэффициента газоотдачи в результате образования недренируемых целиков газа по площади залежи, специальное разбуривание которых в большинстве случаев малоэффективно, так как вновь пробуренные скважины быстро обводняются.

Все это вызывает необходимость повышения эффективности системы эксплуатации газовых и особенно газоконденсатных месторождений.

В мировой практике при эксплуатации газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более $25 \text{ см}^3/\text{м}^3$ наряду с эксплуатацией их на режиме истощения применяется сайклинг-процесс, позволяющий существенно повысить коэффициент конденсатоотдачи. Сайклинг-процесс широко применяется на месторождениях с содержанием конденсата более $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и при запасах газа от 10 млрд м^3 и более при близости начального пластового давления и давления начала конденсации. Недостатки применения сайклинг-процесса широко известны, из них к основным относятся следующие:

- большие капитальные вложения и необходимость создания специального оборудования при эксплуатации месторождений с высокими пластовыми давлениями; большие эксплуатационные затраты;

- понижение надежности промышленного оборудования (скважинного и наземного) в связи с увеличением срока эксплуатации, особенно при наличии агрессивных компонентов в добываемой продукции.

Однако принципиально поддержание пластового давления при эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей весьма целесообразно. Наиболее пригодный метод поддержания пластового давления-закачка воды. Идея задачи воды в газовые и

газоконденсатные залежи многократно обсуждалась, но не была реализована на практике, так как по результатам ранее выполненных лабораторных и промысловых исследований считалось, что вытеснение газа водой сопровождается интенсивным защемлением газа. Полагали, что коэффициент извлечения газа не превышает 50 %, т.е. примерно соответствует реально достигаемым значениям нефтеотдачи залежей, разрабатываемых при искусственном водонапорном режиме. При этом не учитывался ряд принципиально важных факторов, различающих механизмы вытеснения водой нефти и газа. Газ благодаря относительно малой вязкости в меньшей мере подвержен блокированию водой как в масштабе пор, так и макронеоднородностей пласта. В результате коэффициенты вытеснения и охвата при регулируемом заводнении должны быть значительно выше, чем для нефтяных залежей. Большая подвижность газа упрощает и проблему регулирования продвижения воды. Известно также, что при проявлении начального градиента фильтрации для воды даже в нефтяных пластах коэффициент отдачи возрастает. Это обстоятельство благоприятствует возможности контроля за распределением закачиваемой воды, которую можно селективно направлять в зоны газового пласта, заранее выбранные для заводнения.

7.3. Разработка газоконденсатнефтяных месторождений

Рациональная разработка газоконденсатнефтяных месторождений состоит прежде всего в выборе и обосновании наиболее целесообразных, экономически выгодных методов, обеспечивающих высокие коэффициенты конденсатнефтеотдачи.

В зависимости от конкретных условий характеристики залежей, потребностей в газе, конденсате и нефти; уровня технической оснащенности и существующей технико-экономической политики возможны следующие варианты разработки газоконденсатнефтяных месторождений.

1. Газоконденсатная зона разрабатывается на режиме истощения, разработка нефтяной зоны отстает. При этом варианте темп падения пластового давления в газоконденсатной зоне существенно опережает темп падения давления в нефтяной оторочке, что приводит к перемещению нефти в сухие газоносные коллектора и тем самым – к определенным ее потерям. Чем больше проницаемость, тем больше

потерь нефти в сухих коллекторах. Нефтеотдача при указанном варианте оценивается в 5–15%. Этот вариант связан также со значительными потерями конденсата. Преимущество – быстрое обеспечение газом.

2. Газоконденсатная и нефтяная зоны одновременно разрабатываются на истощение. Важным условием является недопущение образования градиентов давления от нефтяной зоны к газовой. Потери конденсата такие же, как в предыдущем варианте. Потери же нефти сравнительно меньше ввиду отсутствия вторжения ее в газовую зону.

3. Газоконденсатная зона до извлечения основных запасов нефти находится в консервации и не эксплуатируется. В пласте создаются постоянные градиенты давления от газовой зоны к нефтяной, что приводит к вытеснению нефти жидким газом и сохранению нефтяной оторочки от преждевременного истощения. Эффективность этого метода разработки особенно значительна при подвижности водонефтяного контакта и больших размерах газовой шапки.

4. До извлечения основных запасов нефти давление в газовой зоне поддерживается методом нагнетания сухого газа в сводовую часть залежи. При этом способе обеспечивается несколько большая нефтеотдача, чем при предыдущем.

5. Нефтяная зона разрабатывается одновременно с применением сайклинг-процесса в газоконденсатной части залежи. В этом случае из нефтяной оторочки извлекается нефть, из газоконденсатной – конденсат. После извлечения основных запасов нефти и конденсата сайклинг-процесс прекращается и залежь эксплуатируется как газовая.

6. Предусматривается одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной зоны залежи с нагнетанием воды в пласт. Имеется в виду нагнетание воды в зону газонефтяного контакта при линейном расположении нагнетательных скважин в газоконденсатной зоне, вдоль контакта газ – нефть. Этот метод рекомендуется при мало-подвижном водонефтяном контакте. Одно из основных преимуществ метода заключается в том, что отставание разработки нефтяной зоны не приводит к потерям нефти, так как в пласте вдоль газонефтяного контакта создается водяная завеса – узкая оторочка воды, разделяющая нефтяную и газоконденсатную части залежи. Кроме указанных методов разработки газоконденсатных залежей, имеются другие перспективные методы, применение которых могло бы

обеспечить весьма высокие коэффициенты извлечения запасов нефти и конденсата. К ним относятся следующие методы.

1. Превращение нефтяной оторочки в газоконденсатное состояние с последующим извлечением основных запасов нефти и конденсата при однофазном состоянии залежи путем закачки жирного газа. Дело в том, что система нефть – метан переходит в газовую фазу при давлении порядка 100 МПа, а применение жирного газа вместо сухого вызывает значительное снижение критического давления в системе нефть-газ.

2. Термическое воздействие на газоконденсатные пласты, например, созданием передвижного очага горения с подачей газа и воздуха на забой.

3. Многократная прокачка (до 10 и более объемов) сухого газа через пласт с целью испарения выпавшего конденсата.

4. Закачка жидкого газа (пропан – бутана) с созданием в пласте оторочки из этих продуктов, передвигаемых сухим газом для обеспечения вытеснения выпавшего конденсата.

При разработке газоконденсатных залежей возможно так называемое **«явление обратной конденсации»**. Характерная особенность газоконденсатных залежей заключается в нахождении конденсата и газа в пластовых условиях в однофазовом газообразном состоянии и подчинении их законам обратной (ретроградной) конденсации.

Сущность обратного испарения и конденсации заключается в том, что при давлениях и температурах выше критических изотермическое повышение давления приводит к испарению компонентов смеси, а изотермическое снижение давления – к их конденсации.

В области же докритических давлений перераспределение компонентов УВ между фазами происходит в обычной последовательности (прямая конденсация и испарение), т.е. при изотермическом увеличении давления газовые компоненты углеводородной смеси могут переходить в жидкое состояние, а при изобарическом повышении температуры – испаряться.

При рассмотрении явлений ретроградной конденсации необходимо помнить, что для однокомпонентной системы критической является максимальная температура, при которой это однокомпонентное соединение еще может быть переведено из газообразного состояния в жидкое путем повышения давления. Давление, которое соответствует критической температуре данного соединения, называется его крити-

ческим давлением. Точка, в которой обе фазы (жидкая и газообразная) становятся идентичными по своим свойствам (мениск между ними исчезает), называется критической точкой.

В отличие от однокомпонентной системы для углеводородной смеси температура и давление в критической точке не являются максимальными, при них еще возможно существование двух фаз. Для углеводородной смеси критическими точками, при которых еще могут существовать обе фазы, являются критическая температура T_{\max} и критическое давление P_{\max} .

На рис. 7.3.1 кривая ADG, огибающая двухфазовую область, состоит из двух ветвей: кривой насыщенной жидкости, или кривой точек кипения AD, и кривой начала конденсации, или точек росы DG. Вверх от кривой точек кипения существует только жидкая фаза, ниже кривой точек росы – только газовая. В критической точке D обе фазы по своим свойствам становятся одинаковыми.

При изотермическом увеличении давления в докритической области изменение фазового состояния углеводородной смеси происходит в обычной последовательности (прямая конденсация), т.е. от пара (точка 1–2) через двухфазное состояние (точки 2–3) к жидкости (точки 3–4).

Процесс прямого испарения происходит в обратной последовательности при изобарическом повышении температуры, т.е. от жидкости (точки $a - b$) через двухфазное состояние (точки $b - c$) к пару (точки $c - d$).

При изменении давления в интервале температуры от $T_{\text{кр}}$ до T_{max} и при изменении температуры в интервале давления от $P_{\text{кр}}$ до P_{max} в углеводородной смеси происходит явление, называемое обратной (ретроградной) конденсацией. Так, явления обратной конденсации наблюдаются при изобарическом повышении температуры – от жидкости (точки $e - f$) через двухфазное состояние (точки $f - h$) вновь к жидкости (точки $h - k$). Обратное изотермическое испарение происходит при повышении давления от пара (точки 5 – 6) через двухфазное состояние (точки 6 – 8) вновь к пару (точки 8 – 9).

Сущность обратных процессов объясняется возрастанием коэффициента сжимаемости газовой смеси и увеличением летучести ее компонентов при повышении давления, при этом тяжелые компоненты растворяются в массе более легких газообразных.

7.4. Увеличение компонентоотдачи газоконденсатных месторождений

При газовом режиме эксплуатации месторождения, т.е. при постоянном газонасыщенном объеме порового пространства пласта, коэффициент газоотдачи газовых месторождений можно увеличить путем уменьшения средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства давления в залежи P'_k . При этом существенно уменьшается и коэффициент динамической вязкости газа.

Особенно высоким коэффициент газоотдачи будет в случае применения винтовых компрессоров в процессе разработки месторождения при давлении ниже атмосферного.

При упруговодонапорном режиме эксплуатации газового месторождения коэффициент газоотдачи можно увеличить путем уменьшения:

- а) давления в газонасыщенной P'_k и обводненной P'_b зонах пласта;
- б) объема обводненной зоны ($\Omega_n - \Omega_k$);
- в) объемной газонасыщенности обводненной зоны α ;
- г) регулирования отборов газа по площади и разрезу для равномерного стягивания контурной или подъема подошвенной воды в газовую залежь.

В некоторых случаях снижению давления в газонасыщенной и обводненной зонах будет способствовать периодическая с высоким темпом отбора газа эксплуатация месторождений в конечный период, снижение давления в обводненной зоне будет способствовать при $0,3 < P_k/P_n < 1,0$, увеличению объемной газонасыщенности обводненной зоны α , увеличению фазовой проницаемости для газовой фазы и выходу газа из обводненной зоны ($\Omega_n - \Omega_k$) в газонасыщенную часть пласта Ω_k .

Конденсатоотдача будет наиболее высокой в том случае, если в пласте не происходит явление обратной конденсации углеводородной жидкости. Этого можно достичь путем закачки в пласт рабочего агента для поддержания начального пластового давления. При таких условиях жирный пластовый газ вытесняется к забоям эксплуатационных скважин газообразным или жидким рабочим агентом практически без расширения, увеличения объема. При разработке газоконденсатных залежей с большим этажом газоносности и содержанием конденсата (C5+) и других ценных компонентов (сероводорода, гелия) в газе поддержание давления может производиться одновременно двумя рабочими агентами:

- а) сухим газом;
- б) водой.

Сухой газ закачивается в сводовую часть залежи, вода – под поверхность начального газоводяного контакта.

При разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления в условиях газового режима ($\Omega_n = \text{const}$), при образовании жидкой фазы в пласте коэффициент конденсатоотдачи можно увеличить различными методами воздействия на пласт и пластовый флюид:

- 1) прямым испарением жидкости в массу закачиваемого в пласт газообразного рабочего агента;
- 2) вытеснением жидкого углеводородного конденсата водой;
- 3) уменьшением коэффициента динамической вязкости углеводородного конденсата путем увеличения температуры.

В качестве газообразных рабочих агентов для закачки в пласт с целью испарения находящегося в его поровом пространстве неподвижного конденсата используются:

- а) сухой газ, т.е. часть пластового газа (метан, этан, следы пропана и бутана), оставшегося после отделения от него в промышленных аппаратах конденсирующихся углеводородов;
- б) сухой газ, обогащенный определенным количеством промежуточных компонентов (т.е. пропаном и бутаном) с целью увеличения растворяющей способности рабочего агента;
- в) углекислый газ.

7.5. Размещение скважин при разработке газоконденсатных месторождений

Основные особенности поведения газоконденсатных систем связаны с соответствующими фазовой диаграмме явлениями обратной конденсации и испарения (рис. 7.3.1). Эти особенности приводят к тому, что при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления насыщения начинается выпадение тяжелых углеводородов (конденсата).

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте сопровождаются фазовыми переходами. Считается, что эти переходы происходят в условиях локального термодинамического равновесия. Если давление в газоконденсатном пласте в процессе разработки поддерживается на уровне начального (или давления начала

конденсации), то фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, примыкающих к скважинам, где давления снижены за счет депрессии на пласт. Это приводит к необходимости учета изменения во времени, например, фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах скважин.

Если газоконденсатное месторождение разрабатывается на истощение, то конденсат в пласте выпадает повсеместно. Однако выпадающий конденсат зачастую мало изменяет коэффициент газонасыщенности всего пласта. Следовательно, при разработке газоконденсатного месторождения на истощение (при малом удельном содержании конденсата в газе) фильтрационные течения могут рассматриваться в рамках однофазных течений, так как выпадающий конденсат неподвижен. Малая конденсатонасыщенность пласта приводит к небольшим изменениям его емкостных и фильтрационных параметров. Двухфазная фильтрация имеет место в призабойной зоне пласта.

При решении проблемы максимизации добычи конденсата из пласта возникает необходимость поддержания пластового давления в процессе разработки газоконденсатного месторождения. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от содержания конденсата в газе, общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта, географического местоположения промысла, стоимости проходки скважин и сооружения объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке конденсата и других факторов.

Поддержание пластового давления может осуществляться закачкой сухого (отбензиненного) газа или воды. Закачка сухого газа применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного времени. Возможность закачки воды зависит от наличия дешевых источников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Каждый из методов поддержания пластового давления имеет свои преимущества и недостатки. Наибольшее извлечение конденсата достигается при обратной закачке сухого газа в пласт (сайклинг-процессе). При этом процессе имеются системы добывающих и нагнетательных скважин. Из добывающих скважин извлекается жирный газ. Через нагнетательные скважины в пласт закачивается сухой газ. При этом преследуется следующее. Во-первых, закачка

сухого газа позволяет поддерживать пластовое давление на уровне начального (или давления начала конденсации). В результате ретроградные процессы не происходят до тех пор, пока поддерживается пластовое давление.

Во-вторых, сухой газ вытесняет к скважинам жирный газ. Данный положительный фактор превращается затем в свою противоположность. Сухой газ по наиболее дренируемым участкам и пропласткам избирательно прорывается к добывающим скважинам. Наступает момент, когда рециркуляция газа становится нерентабельной. Тогда разработка газоконденсатного месторождения продолжается на режиме истощения пластовой энергии.

Основной недостаток этого процесса – относительно длительная (несколько лет) консервация запасов газа. Определенные преимущества в этом отношении имеет частичная закачка сухого газа, когда добывается конденсат с одновременной подачей некоторой доли добытого газа потребителю и закачкой остального сухого газа обратно в пласт. При частичной закачке сухого газа только его часть (40–80 % общей добычи) закачивается обратно в пласт. Поэтому при частичном поддержании давления оно уменьшается в процессе разработки с самого начала. Здесь выигрыш заключается в том, что все запасы газа не консервируются, проигрыш – в достижении меньшего конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта (по сравнению с поддержанием давления на уровне начального).

Для закачки сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что в некоторых случаях может быть ограничивающим фактором. При закачке сухого газа образуются целики жирного газа, происходит прорыв в добывающие скважины сухого газа по отдельным высокопроницаемым и дренируемым пропласткам. Это, естественно, снижает эффективность процесса закачки сухого газа. Добыча конденсата после прорыва в скважины сухого газа падает во времени (при постоянном отборе газа из месторождения).

Относительно размещения добывающих и нагнетательных скважин на газоконденсатном месторождении, разрабатываемом с поддержанием пластового давления обратной закачкой сухого газа в пласт (сайклинг-процессе), имеются определенные рекомендации. Цепочки или батареи добывающих и нагнетательных скважин следует располагать на возможно больших расстояниях друг от друга для достижения наибольшего коэффициента охвата процессом вытеснения по площади.

Наилучшие результаты достигаются при размещении скважин, например, вблизи границ пласта. Однако при этом не учитывается предстоящий период разработки месторождения на истощение. Так, скважины, расположенные вблизи границы раздела газ–вода, быстро обводняются. Добавим, что увеличение расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами приводит к значительным потерям давления в пласте, а следовательно, к ретроградным потерям конденсата. Эти недостатки в значительной мере устраняются, если добывающие и нагнетательные скважины при обратной закачке сухого газа располагать так, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений (рис. 7.5.1, 7.5.2).

Некоторые исследователи предлагают размещать нагнетательные скважины на своде, а добывающие – на периферии структуры. Считается, что в этом случае за счет разности плотностей сухого и жирного газов можно достичь увеличения коэффициента охвата. Расположение добывающих скважин на периферии вследствие неравномерности дренирования по толщине и неоднородности пласта по коллекторским свойствам может привести к преждевременному их обводнению. Размещение нагнетательных скважин на периферии создает «барьер» давления, который препятствует поступлению воды в залежь.

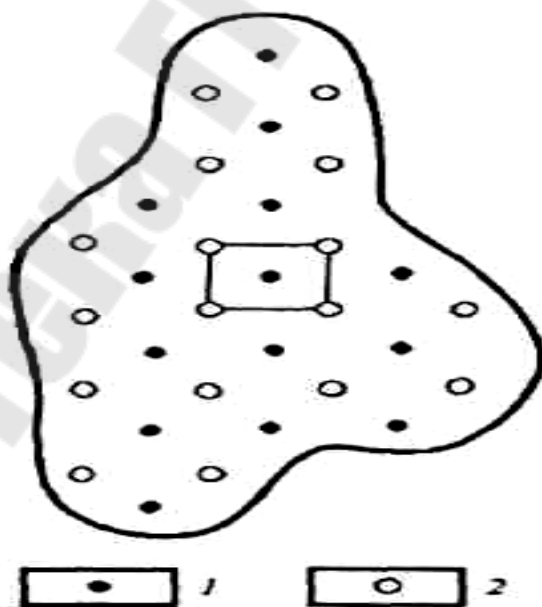


Рис. 7.5.1. Пятиточечная схема размещения скважин при обратной закачке сухого газа в пласт: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие скважины

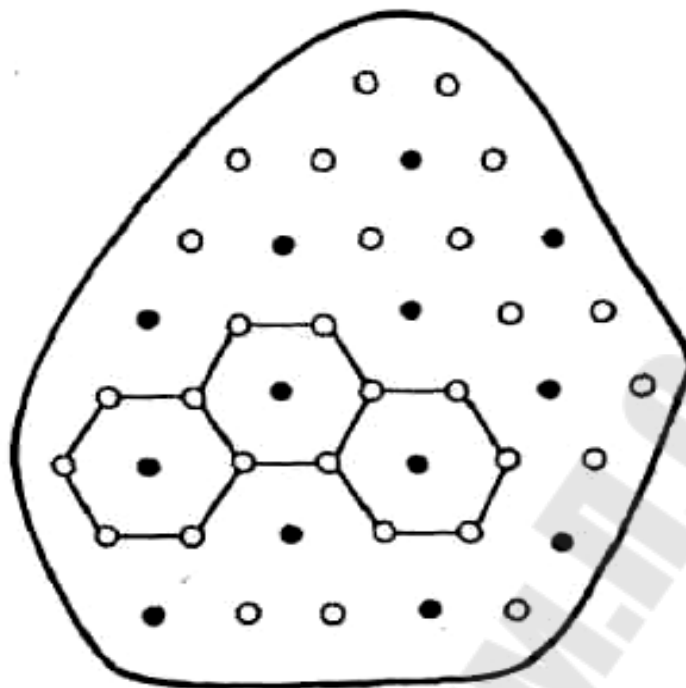


Рис. 7.5.2. Семиточечная схема расположения скважин при обратной закачке сухого газа в пласт

При разработке нефтяных месторождений с применением площадного заводнения для уменьшения обводнения и увеличения нефтеотдачи изменяют направление вытеснения в результате изменения режимов закачки и отбора, избирательного отключения скважин и т.д. Использование такого метода регулирования разработки при обратной закачке газа также может дать большой эффект в случае, если добывающие и нагнетательные скважины располагать, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений.

При заводнении газоконденсатного пласта могут реализоваться законтурное или внутриконтурное заводнение (рис. 7.5.3, 7.5.4). В первом случае нагнетательные скважины располагаются за внешним контуром газ – вода; во втором – в пределах площади газоносности. В последнем случае целесообразно нагнетание воды вблизи контакта газ – вода.

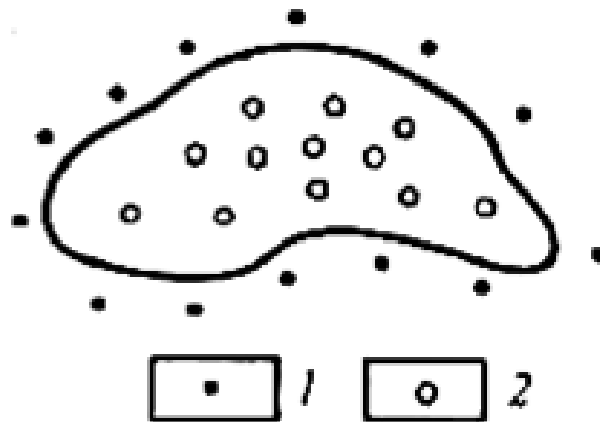


Рис. 7.5.3. Размещение скважин при законтурном заводнении газоконденсатной залежи: 1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие

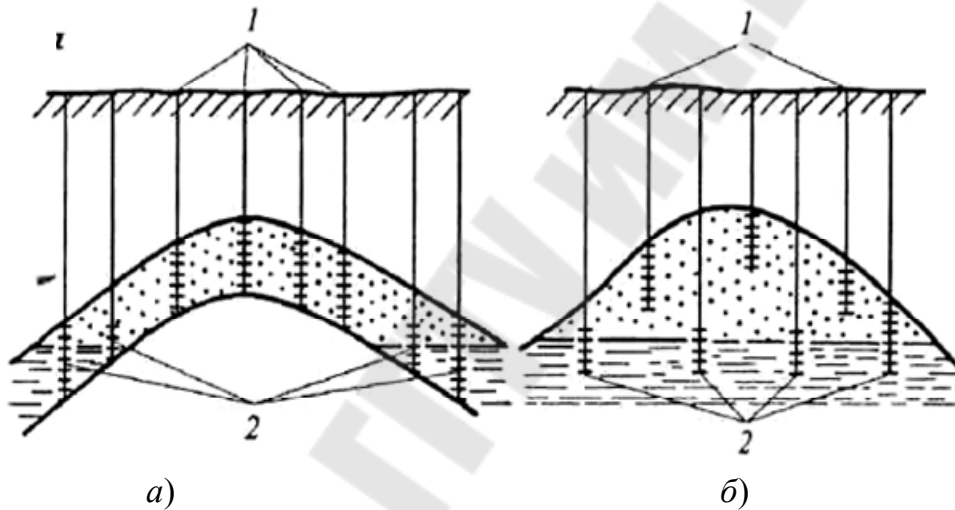


Рис. 7.5.4. Схемы внутриконтурного заводнения газоконденсатной залежи при наличии контурной (а) или подошвенной (б) воды. Скважины: 1 – добывающие; 2 – нагнетательные

При закачке воды возможно преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности параметров пласта по площади и толщине, а также неравномерного дренирования отдельных пачек, пропластков. Процесс неравномерного дренирования залежи в добывающих скважинах осложняется неравномерной закачкой воды по вскрытой толщине пласта в нагнетательных скважинах. Кроме того, при закачке воды за фронтом вытеснения остается газ при высоком пластовом давлении, что способствует снижению коэффициентов газо- и конденсатоотдачи пласта.

Закачка воды имеет и положительные стороны. При закачке воды с самого начала разработки месторождения газ подается

потребителю. Так как давление поддерживается на определенном уровне (оптимальное поддерживаемое давление как при закачке газа, так и при закачке воды определяется технико-экономическими расчетами), то оттягивается срок сооружения дожимной компрессорной станции. Постоянство поддерживаемого пластового давления также обеспечивает стабильную добычу конденсата.

Особенности газоконденсатных систем необходимо учитывать при проектировании систем сбора, транспортировки, извлечения конденсата и обработки газа. Эти особенности отражаются в расчетах движения двухфазных систем в стволе скважин и газосборных сетях, в установлении оптимальных технологических параметров, характеризующих работу установок обработки газа.

Большинство исходных геолого-физических данных, необходимых для проектирования разработки газоконденсатного месторождения на истощение, аналогично исходным данным, используемым при проектировании разработки газовых месторождений. При рассмотрении вариантов разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа или воды требуется большая степень достоверной информации о геологическом строении залежи, изменении коллекторских свойств по площади залежи и по толщине пласта, характеристика водонапорной системы и данные о параметрах водоносного пласта. К числу дополнительных исходных параметров относятся данные о приемистости нагнетательных скважин по газу или воде. Необходима также статистическая обработка керна материала. В результате определяется функция распределения проницаемости, позволяющая рассчитывать, например, эффективность процесса обратной закачки газа.

Пластовая изотерма конденсации определяет количество выпадающего в пласте конденсата в кубических сантиметрах из 1 м^3 газа при изменении среднего пластового давления в процессе разработки месторождения. Пластовая изотерма конденсации характеризует потери конденсата в пласте при разработке месторождения на «истощение».

В результате экспериментов на бомбе PVT устанавливают зависимости от давления потерь и выхода конденсата. Определяют динамику выхода каждого компонента в отдельности. Находят конечный коэффициент извлечения конденсата при моделировании процесса разработки газоконденсатного месторождения в режиме истощения пластовой энергии.

При помощи изотерм конденсации в условиях различных температур сепарации газа определяется соответствующий каждой температуре выход конденсата. Техничко-экономическими расчетами, основанными на учете добычи конденсата при различных температурах сепарации, затрат на поддержание различных температур сепарации газа, а также температурного режима магистрального газопровода устанавливается оптимальная температура сепарации газа. Различают изотермы стабильного и нестабильного конденсата. В зависимости от решаемых задач используется изотерма контактной или дифференциальной конденсации. Процессы, проходящие в пласте при разработке газоконденсатного месторождения на истощение, в наибольшей мере соответствуют дифференциальной конденсации.

Глава 8. ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

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

Нефтяные и газонефтяные месторождения вводятся в промышленную разработку на основе технологических схем и проектов разработки. Условия и порядок ввода месторождений (залежей) определяются «Правилами разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Республики Беларусь», ГОСТ 32359-2013 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки», ГОСТ Р 56540-2015 «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений», «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», «Методическими указаниями по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», «Методическими указаниями по проведению авторского надзора за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их геолого-промысловой изученности.

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

– осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, а при необходимости – пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения;

– балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ (государственной комиссией по запасам), и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата. В Российской Федерации проектирование и ввод в разработку месторож-

дений с извлекаемыми запасами нефти до 3 млн тонн и газа до 3 млрд м³ осуществляются на базе запасов, принятых ЦКЗ-нефть (центральной комиссией по запасам нефти) Роскомнедра;

– утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять не менее 80 % категории С1 и до 20 % категории С2. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залелей) или частей месторождений нефти и газа при наличии запасов категории С2 более 20 % устанавливается в исключительных случаях ГКЗ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

– состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения;

– в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

– имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

– оставлены рекомендации по разработке мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды и обеспечение безопасности проведения работ;

– утверждены технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект) и проектно-сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата и сопутствующих ценных компонентов в случае установления их промышленного значения;

– получена лицензия на право пользования недрами.

Технологические проектные документы на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений в Республике Беларусь составляются,

как правило, БелНИПИнефть, в Российской Федерации – специализированными научно-исследовательскими организациями (НИПИ).

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

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

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

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

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

Подготовленные проектные технологические документы на разработку месторождений и дополнения к ним рассматриваются и утверждаются в Республике Беларусь Технико-экономическим Советом РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», в Российской Федерации – ЦКР (Центральной комиссией по разработке) Минтопэнерго РФ, а также территориальными комиссиями, создаваемыми по согласованию с Минтопэнерго РФ.

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

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

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

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

Технологические схемы разработки составляются по данным разведки и пробной эксплуатации. В технологических схемах в обязательном порядке рассматриваются мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения гидродинамическими, физико-химическими, тепловыми и другими методами.

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

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

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

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

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям в целях определения эффективности применяемой технологии разработки, выработки запасов по площади и разрезу, объектов разработки и определения мер, направленных на совершенствование систем разработки и повышение их эффективности.

При авторском надзоре контролируется реализация проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей принятым в технологических схемах или проектах разработки, вскрываются причины, обусловившие расхождение. Осуществляются мероприятия, направленные на достижение проектных показателей.

8.2. Общие требования к составлению проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

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

Исходной первичной информацией для составления технологических схем разработки месторождений являются: данные разведки, подсчет запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на

проектирование и нормативная база. При составлении проектов разработки дополнительно используются геолого-промысловые данные, полученные в процессе реализации утвержденной технологической схемы, результаты специальных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

В проектных документах на разработку обосновываются:

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

- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

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

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

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

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

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

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

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

Экономические показатели вариантов разработки определяются с использованием действующих на предприятии методов экономической оценки на основе рассчитанных технологических показателей и системы рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев: дисконтированный поток денежной налич-

ности, индекс доходности, внутренняя норма возврата капитальных вложений, период окупаемости капитальных вложений, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды государства).

В технологических схемах и проектах разработки должны предусматриваться наиболее прогрессивные системы разработки и передовая технология нефтедобычи, обеспечивающие достижение или превышение утвержденной величины коэффициента извлечения нефти.

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

При составлении проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений следует руководствоваться:

- законами Республики Беларусь (Российской Федерации);
- Указами Президента Республики Беларусь (Российской Федерации);
- постановлениями Правительства Республики Беларусь (Российской Федерации);
- Основами законодательства о недрах, налогового законодательства и других законодательных актов;
- Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

8.3. Постоянно действующие геолого-технологические модели нефтяных и газонефтяных месторождений

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений стало применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

При построении на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных постоянно действующих

геолого-технологических моделей недропользователь имеет возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия (ГТМ) по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

Адресная постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Постоянно действующие геолого-технологические модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трехмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных и трехмерных, трехфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;
- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчета балансовых запасов нефти, газа и конденсата;
- программных средств и технологий, позволяющих по установленным в процессе моделирования правилам уточнять модели по мере постоянного поступления текущих данных, порождаемых в процессе освоения и разработки месторождений.

Под цифровой **трехмерной адресной геологической моделью (ГМ) месторождения** понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих:

- пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);

– пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;

– средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;

– пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;

– пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Программный комплекс ГМ должен обеспечивать (вычисления, получение файлов, просмотр на экране, получение твердых копий):

– формирование модели в виде, требуемом для передачи в системы фильтрационного моделирования;

– формирование сеток и построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт;

– построение геологических и палеопрофилей, просмотр каротажных диаграмм, результатов обработки и интерпретации ГИС (ГИС – геофизические исследования скважин);

– просмотр результатов интерпретации 2D и 3D сейсморазведки, включая результаты трассирования горизонтов, выделения тектонических нарушений, карт изохрон, глубин и сейсмических атрибутов, положение сейсмических профилей, площади 3D сейсморазведки;

– дифференцированный подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

Программный комплекс ГМ должен иметь информационную связь с интегрированной базой данных для оперативного получения сведений о результатах исследований скважин, интервалах перфорации, динамике работы скважин, состоянии фонда скважин, проведенных на скважинах ГТМ, истории бурения и испытаний скважин. Он должен обеспечивать выполнение вычислений, получение файлов, просмотр данных на экране, получение твердых копий.

Под цифровой фильтрационной (гидродинамической) моделью (ФМ) понимают совокупность представления объекта в виде двухмерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров геологической модели, дополнительно включая:

– фильтрационные параметры – относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT и другие дополнительные данные;

– массив данных по скважинам, который содержит – интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое или забойное давление, данные о дебитах (расходах) фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ (обработка призабойных зон), РИР (ремонтно-изоляционные работы), ГРП (гидравлический разрыв пласта), результатах испытаний, обустройстве месторождения.

Указанные сведения должны охватывать весь период разработки объекта. Программный комплекс ФМ должен осуществлять:

- численное решение уравнений сохранения и фильтрации фаз или компонентов;
- анализ фильтрационных течений и расчетных технологических показателей;
- выбор мероприятий по регулированию процесса разработки;
- редактирование модели при внесении новых данных.

Фильтрационные модели должны учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы моделируемого (реализуемого) процесса разработки:

- многопластовый характер эксплуатационных объектов;
- неоднородность пластов по толщине и простиранию, их линзовидность и прерывистость;
- многофазность фильтрационных потоков;
- капиллярные и гравитационные силы;
- порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию.

Фильтрационная модель отличается от геологической модели наличием дополнительных параметров, большей схематизацией строения, возможным объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. При наличии истории разработки необходима адаптация ФМ к данным разработки, что также отличает ее от геологической модели.

При построении ПДГТМ должны быть проведены следующие работы:

- оцифровка всей исходной геологической и технологической информации, занесение в базу данных;
- оценка качества и, при необходимости, переобработка и переинтерпретация данных ГИС и сейсморазведки;
- исследования кернов и проб пластовых флюидов;
- детальная корреляция разрезов скважин, выделение продуктивных пластов;

- уточнение петрофизических и функциональных зависимостей, являющихся основой комплексной интерпретации данных ГИС, исследований керна и сейсморазведки, переобработка данных ГДИ (гидродинамические исследования) и их комплексная интерпретация с данными ГИС и разработки;
- построение схем обоснования флюидных контактов;
- геометризация каждого продуктивного пласта, оценка его параметров и эксплуатационных характеристик;
- палеотектонический анализ, палеогеографические и палеогеоморфологические исследования;
- фациально-формационный анализ, включая выявление седиментационных циклов осадконакопления;
- детальный анализ разработки с отбраковкой ненадежных и недостоверных сведений и с проверкой представления о геологическом строении по данным разработки;
- интерпретация данных дистанционных методов, исследований и контроля за разработкой.

Геолого-технологическое моделирование должно использоваться для достижения максимального экономического эффекта от более полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов, оптимизации и управления процессом разведки и разработки месторождений. Оно позволяет:

- повысить эффективность геологоразведочного процесса;
- оперативно управлять текущими запасами;
- на ранних стадиях разработки классифицировать (группировать) запасы в соответствии с наиболее оптимальными для их извлечения технологиями;
- осуществлять оперативное, экономически обоснованное управление разработкой;
- сокращать непроизводительные затраты без ущерба для нефтеотдачи;
- проектировать оптимальные с точки зрения прибыльности и затрат на добычу нефти системы разработки.

Постоянно действующие геолого-технологические модели создаются на всех месторождениях, вводимых в разработку, с балансовыми запасами свыше 1 млн тонн нефти, а также на разрабатываемых месторождениях сложного строения, независимо от объема балансовых запасов, и на разрабатываемых месторождениях,

определяющих основной объем добычи нефтяной компании, независимо от формы собственности. Экспертиза ПДГТМ проводится в рамках экспертизы проектной документации на разработку месторождений Центральной и территориальными комиссиями по разработке.

8.4. Измерение, регистрация и анализ показателей разработки месторождений углеводородов

После принятия к реализации проектного документа, определяющего разработку нефтяного месторождения, приступают к разбуриванию месторождения, его обустройству и собственно добыче нефти и газа из месторождения. Начиная с ввода месторождения в разработку до самого окончания этого процесса, не прекращают измерения (исследования) геолого-физических свойств месторождения и показателей его разработки. При этом накапливаются многочисленные сведения, позволяющие не только лучше познавать характеристики месторождения и изучать ход его разработки, но и управлять процессами извлечения нефти из недр.

Основой для изучения свойств месторождения и характера процессов его разработки служат данные количественных гидродинамических и геофизических измерений, производимых в скважинах, а также данные исследования физико-химических свойств извлекаемых из пластов и закачиваемых в них веществ. При этом проводят следующие измерения и исследования:

1. Стандартные геофизические измерения кажущегося электрического сопротивления пород и потенциала собственной поляризации в геологическом разрезе, вскрываемом скважиной, во всех вновь пробуренных скважинах.

2. Исследования при помощи испытателей пластов в разведочных скважинах и в некоторых случаях бурения эксплуатационных скважин. В большинстве скважин отбирают керн из продуктивного пласта.

3. Исследования методами установившихся отборов и закачки с целью построения индикаторных кривых в добывающих и нагнетательных скважинах. Практически все скважины должны быть исследованы методом восстановления забойного давления. При этом такие исследования повторяют через 1–2 года или чаще, если происходит воздействие на призабойную зону скважин. Замеры забойного и пластового давления без снятия индикаторных кривых и кривых восстановления давления производят в среднем один раз в полгода.

Перед составлением технологических схем и проектов разработки в значительном числе скважин, расположенных на различных участках месторождения, отбирают глубинные пробы добываемой продукции. В отдельных скважинах такие отборы повторяют примерно через год. В тех особых случаях, когда, например, анализ глубинных проб нефти и воды позволяет судить о перемещении водонефтяного контакта или осаждении парафина в пористой среде, пробы отбирают чаще.

Обязательны замеры дебитов нефти и воды на всех скважинах. Такие замеры проводят на групповых замерных установках.

Для анализа разработки нефтяных месторождений необходимы также одновременные измерения в скважинах забойного давления, профилей притока жидкости или ее расхода, забойной температуры при помощи комплексных глубинных приборов типа «Поток».

Для определения положения водонефтяного и газонефтяного контактов в скважинах используют методы нейтронного и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Такие исследования проводят в скважинах примерно один раз в полгода.

В некоторых случаях при исследованиях применяют радиоактивные изотопы (в частности, путем закачки в пласты трития), акустический каротаж, глубинное фотографирование и другие специальные виды исследований. Всю информацию, включающую параметры, характеризующие пласты и скважины разрабатываемого месторождения, систему разработки, технологические, технико-экономические и экономические показатели, хранят в службах обработки информации, кустовых информационно-вычислительных центрах, имеющих в нефтегазодобывающих управлениях и в объединениях, а также в главном информационно-вычислительном центре Минтопэнерго.

Отдельно регистрируются технологические и технические мероприятия, которые осуществляются на скважинах в процессе разработки месторождений, а также технико-экономические, экономические показатели, нормативы, плановые и другие заданные цифры.

Для хранения массивов информации о разработке нефтяных месторождений используют машинные носители информации: магнитные диски, магнитные ленты, перфокарты, перфоленты, флеш-карты, жесткие магнитные диски, компакт диски, оптические диски и пр. накопители информации. Эти накопители информации подсоединяют к ЭВМ соответствующих информационных служб и вычислительных центров.

Программы выборки и обработки информации о разработке нефтяного месторождения предназначены для составления справок, отчетов, подготовки исходной информации, для составления проектных документов по разработке месторождений, для анализа и регулирования разработки, прогнозирования. Например, если требуется построить карту изобар на определенную дату, то соответствующая программа выбирает из всего информационного массива те данные, которые как раз и необходимы для построения этой карты.

Известны программы, позволяющие осуществить автоматические построения графиков и карт, в том числе карт изобар, при помощи графопостроителей. Если необходимо нанести на карту положения водонефтяного контакта на определенные даты, то программа осуществляет выборку из информационного массива соответствующих данных о замерах положений водонефтяного контакта и т.д. Однако чаще всего ЭВМ обеспечивает только выборку и распечатку исходных данных для построения отдельных зависимостей и карт, а построение осуществляют специалисты, анализирующие разработку месторождения.

При построении на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных постоянно действующих геолого-технологических моделей недропользователь имеет возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

8.5. Регулирование разработки месторождений углеводородов

На основе анализа разработки нефтяного месторождения и выявления расхождений проектных и фактических показателей разработки осуществляют мероприятия по приведению в соответствие фактического хода разработки с проектным. Совокупность этих мероприятий и является регулированием разработки нефтяного месторождения, которое можно проводить чисто технологическими методами без изменения или с частичным изменением системы разработки.

К числу технологических методов регулирования разработки нефтяных месторождений относят следующие:

1. Изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем уменьшения или увеличения их дебитов и расходов закачиваемых в пласты веществ, вплоть до прекращения эксплуатации (отключения) скважин.

2. Общее и, главным образом, поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев пласта или расхода закачиваемых в них веществ.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до давления раскрытия трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослой пласта при дифференцированном давлении нагнетания.

4. Применение пакерного оборудования и проведение работ по капитальному ремонту с целью изоляции отдельных прослоев пласта без изменения принятых по последнему проектному документу объектов разработки.

5. Циклическое воздействие на пласт и направленное изменение фильтрационных потоков.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождения, относят:

1) очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт веществ через специально пробуренные отдельные нагнетательные скважины-очаги или группы нагнетательных скважин, через которые осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки пластов;

2) проведение работ по капитальному ремонту скважин или установка в скважинах пакерного оборудования с целью частичного укрупнения или разукрупнения, т.е. изменения объектов разработки.

Рассмотрим циклические методы воздействия на пласт и методы направленного изменения фильтрационных потоков, используемые при разработке заводняемых нефтяных месторождений. Технология циклического воздействия на пласт заключается в периодическом изменении дебитов добывающих скважин и расходов закачиваемой воды в нагнетательные скважины на каком-либо достаточно крупном участке месторождения или на месторождении в целом. Направленное изменение фильтрационных потоков проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения водонефтяного контакта по

тем линиям движения, по которым он до этого продвигался медленно, и, наоборот, замедления его перемещения в других направлениях.

Циклическое воздействие на пласт часто осуществляют путем периодического изменения режимов работы только нагнетательных скважин при постоянном режиме эксплуатации добывающих скважин для поддержания добычи жидкости на высоком уровне. При этом темп нагнетания воды в пласты всего месторождения также периодически изменяется, колеблясь около среднего проектного уровня. Периоды колебания темпа закачки в пласт воды (циклы) в зависимости от фильтрационных свойств месторождений составляют обычно от недель до месяцев.

Периодическое изменение режимов работы скважин и текущих объемов жидкостей, закачанных и отбираемых из пласта, вызывает изменение давления. В соответствии с теорией упругого режима перераспределение пластового давления происходит быстрее в высокопроницаемых пропластках или в трещинах.

В цикле повышения давления возникают перетоки веществ из высокопроницаемых в низкопроницаемые области пласта.

Если породы-коллекторы низкопроницаемых участков пласта гидрофильные, что часто бывает, то в них преимущественно проникает вода, вытесняя нефть.

В цикле снижения давления вода удерживается капиллярными силами в низкопроницаемых породах, а нефть перетекает в высокопроницаемые пропластки и трещины, поскольку в них происходит быстрее не только повышение, но и снижение давления. Перетоки нефти из низкопроницаемых пород в высокопроницаемые области пласта при циклическом воздействии способствуют общему увеличению нефтеотдачи пласта.

Направленное изменение фильтрационных потоков неразрывно связано с циклическим воздействием на пласт. Однако оно приводит и к дополнительному эффекту, связанному с «вымыванием» нефти из областей пласта, где до изменения направлений потоков градиенты давления и скорости фильтрации были низкими.

Проведение указанных мероприятий по регулированию разработки нефтяных месторождений связано с дополнительными, по сравнению с проектными, текущими и капитальными затратами.

Если приведенные затраты на регулирование разработки месторождения находятся в пределах 10–20 % от суммарных приведенных затрат, и если эти затраты не возрастают с течением времени, а процесс разработки удовлетворяет задаче оптимального развития –

добычи нефти в стране в целом, то ориентировочно можно считать, что в дальнейшем разработку следует продолжать по принятому проектному документу. В противных случаях ставится вопрос о подготовке нового проектного решения о разработке месторождения.

Литература

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994. – 308 с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. ГОСТ 32359-2013 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки».
4. ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения».
5. ГОСТ Р 56540-2015 «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений».
6. ГОСТ Р 58367–2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».
7. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазовых состояний и свойств газоконденсатных смесей // М: Недра, 1984. - 264 с.
8. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Т.1 / Справочное руководство в 2-х томах. Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М. : Недра, 1984. – 360 с.
9. Ермилов О. М., Алиев З. С., Чугунов В. В. и др. Эксплуатация газовых скважин. – М. : Наука, 1995. – 359 с.
10. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
11. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
12. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1980. – 301 с.
13. Кодекс Республики Беларусь О НЕДРАХ. Принят Палатой представителей 14 июля 2008 г. № 406-3.
14. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 1975. – 415 с.
15. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов. – Уфа: Дизайн-Полиграф сервис, 2005. – 528 с.
16. 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.

17. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.

18. Методические указания по проведению авторского надзора за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-203-87. – М.: Б. И., 1986.

19. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2007. – 86 с.

20. Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-205-86. – М.: Б. И., 1985. – 144 с.

21. Методические указания по проведению геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-202-87. – М.: Б. И., 1987. – 46 с.

22. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений: РД 153-39.0-110-01. М.: Минэнерго РФ, 2002. – 64 с.

23. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2010. – 588 с.

24. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.

25. Нефтепромысловое оборудование: справочник / под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.

26. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Минприроды России от 20.09.2019 N 639. – 47 с.

27. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Миннефтепром. – М.: Б. И., 1987.

28. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971. – 103 с.

29. Правила по обеспечению промышленной безопасности при добыче нефти и газа. Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 22.11.2013 № 55.

30. Правила разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных

месторождений Республики Беларусь. – Минск – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2005. – 90 с. Утв. Белорусский государственный концерн по нефти и химии «БЕЛНЕФТЕХИМ» 09.03.2005 г.

31. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 39–0147035–215–86 / Миннефтепром. – М.: Б. И., 1986.

32. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / Ш. К. Гиматудинов [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 302 с.

33. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39–0147035–207–86 / Миннефтепром. – М.: Б. И., 1986 – 105 с.

34. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. РД 153–39–007–96. – М.: ВНИИнефть, 1996. – 111 с.

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

36. 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.

37. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматудинов [и др.]. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

38. СТП 09100.17015.219–2020 Составление технологических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2020. – 121 с.

39. СТП 09100.17015.223–2021 Составление авторского надзора за выполнением технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утвержден и введен в действие Приказом РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» № 288 14.04.2021.

40. ТКП 17.04–55–2016 (33140) Порядок составления и учета паспортов месторождений и проявлений полезных ископаемых, геотермальных ресурсов недр и подземных пространств.

41. Требин Ф. А., Макогон Ю. Ф., Басниев К. С. Добыча природного газа. – М.: Недра, 1976. – 368 с.

42. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 347 с.

43. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

44. Юрков Н. И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 366 с.

45. Юшков, И. Р. 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.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пособие

**для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

**Составители: Повжик Петр Петрович
Демяненко Николай Александрович**

Электронный аналог печатного издания

Подписано в печать 17.11.21.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 15,11. Уч.-изд. л. 14,78.

Тираж 50 экз. Заказ № 555/1.

Отпечатано на цифровом дуплекаторе
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48